



Sofia Gazimba Abelho

Licenciatura de Bolonha em Engenharia Química e Biológica –
Ramo Engenharia do Ambiente

Armazenamento de Energia Eléctrica: Cenários para o Sistema Eléctrico Português

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias
Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização Sustentável

Orientador: Maria Júlia Seixas, Professora Auxiliar, FCT-UNL
Co-orientador: João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT-UNL

Presidente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins – FCT/UNL
Arguente: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo – FCT/UNL
Vogais: Prof. Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas – FCT/UNL
Prof. Doutor João Miguel Murta Pina – FCT/UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro de 2011

A presente dissertação intitulada “Armazenamento de Energia Eléctrica: Cenários para o Sistema Eléctrico Português”, escrita por mim, Sofia Gazimba Abelho, tem o seguinte termo de COPYRIGHT: “A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.”

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço à minha professora orientadora, a Professora Júlia Seixas, pela sua excelente orientação, preocupação, ajuda, apoio, excelentes conselhos, pelo seu trabalho e tempo dedicados à minha tese.

Agradeço de igual modo ao Professor Murta Pina, pela sua disponibilidade por todo o trabalho envolvido, como meu co-orientador.

Ao Luís Dias, pela sua preciosa ajuda na parte prática da minha tese e por todo o tempo que “perdeu” comigo, tempo esse que deveria ter sido ocupado com o seu próprio trabalho!

Aos meus queridos colegas Andreia, Patrícia, Fábio e Luís R., pelo companheirismo, amizade e apoio nestes “tempos difíceis”!

Aos meus amigos mais chegados, os do coração, pelo apoio, pela compreensão da minha ausência durante estes meses, por estarem sempre lá nas alturas de maior stress, sem vacilar um segundo.

Por fim, aos mais importantes e especiais da minha vida, aos meus pais, Jorge e Gina, ao meu irmão Miguel e ao Ricardo, por todos os motivos que referi e muitos mais, principalmente pelo seu amor, porque sem ele, eu seria incapaz de estar onde estou.

A todos, muito obrigado!

Resumo

Tendo em conta o contexto mundial e Europeu, parece ser inevitável um aumento muito significativo da componente renovável no mix de produção eléctrica. Alguns estudos apontam para um cenário de produção eléctrica sem quaisquer emissões de gases com efeito de estufa (GEE), o que implica uma percentagem muito importante (80% ou mais) da componente renovável.

O armazenamento de electricidade é uma componente essencial para este novo paradigma de energia sustentável, muito baseado em renováveis e em produção própria como a microgeração, já que permite resolver o seu elevado grau de intermitência, pois armazena nas horas de vazio, para posteriormente ser utilizada nas horas de pico, ou seja, quando os recursos (ex: solar e eólico) não estão disponíveis.

Nesta dissertação são estudados dois cenários de armazenamento de energia eléctrica, um cenário que considera um tecto de 50% de emissões de GEE em 2050 face ao nível de emissões registado em 1990 e outro que considera uma componente importante de produção descentralizada de energia. Estes cenários foram caracterizados e trabalhados até 2050 com recurso ao modelo de optimização TIMES_PT.

Em cada cenário são analisados os resultados de produção e consumo de energia eléctrica, simulados pelo modelo TIMES_PT, de modo a que se consiga perceber qual o potencial de armazenamento existente e qual a gama de tecnologias de armazenamento possíveis de ser utilizadas.

Como esperado, foi possível concluir-se que o melhor período para o armazenamento de energia eléctrica é o nocturno, sendo a melhor aplicação da electricidade armazenada nas alturas de pico energético do consumo. Nas estações de Outono, Primavera e Inverno o armazenamento de energia eléctrica é feito em baixa tensão, sendo no Verão feito em média tensão.

As tecnologias mais promissoras para este armazenamento num regime de produção descentralizado, face à produção de pico são as baterias de chumbo ácido, as baterias de NaS e as flow battery Vanadium redox, que possibilitam percentagens de armazenamento de 13%, 8%, 20% e 22% para o Outono, Primavera, Verão e Inverno, respectivamente.

Termos Chave: Armazenamento de energia, Cenários Energéticos, Energia Eléctrica, Tecnologias de Armazenamento.

Abstract

Considering the European and worldwide context, it seemed inevitable a significant increase of the renewable component, in the mix of electrical production. Some studies point out to a scenario of electrical production without any greenhouse gas emissions, which implies a very important percentage (80% or more) of the renewable component.

The storage of electrical power is an essential component to this new paradigm of sustainable energy, a lot based on renewable and in self production as is the microgeneration, that allows solving its high level of intermittence, as it stores in empty hours, so it is used afterwards in peak hours, in other words, when the resources (i.e: solar and wind) are not available.

In this dissertation two electrical energy storage scenarios are studied, one scenario which considers a ceiling of 50% of emission ceiling of GEE in 2050 facing the level of emissions registered in 1990 and another one which considers an important component of an uncentralized production of energy. These scenarios were characterized and worked on until 2050 resorting to the optimization model TIMES_PT.

In each scenario the results of consumption and production of electrical energy are studied, simulated by the TIMES_PT model, in a way that one can understand what the existing storage potential is and what the spectrum of storage technology is of possible use.

As expected, it was possible to conclude that the best period for electrical energy storage is at night, the best option for application of this stored energy being in hours of energetic peak. In Autumn, Spring and Winter the storage of electrical energy is done in low tension, being done in mid tension in the Summer

The most promising technologies for this kind of storage are lead-acid batteries, NaS batteries and Vanadium redox flow batteries, which enable storage percentages of 13%, 8%, 20% and 22% for Autumn, Spring, Summer and Winter, respectively.

Keywords: Energy Storage, Energetic Scenarios, Electrical energy, Storage Technologies.

Índice de matérias

1.	Introdução.....	1
2.	Tecnologias de armazenamento de energia eléctrica	3
2.1.	Baterias.....	3
2.1.1.	Baterias de chumbo ácido.....	3
2.1.2.	Baterias Li-Ion.....	4
2.1.3.	Baterias NiCd e NiMH.....	4
2.1.4.	Baterias NaS.....	5
2.2.	<i>Flow battery</i>	6
2.3.	Pilhas de combustível.....	7
2.4.	Ar comprimido	9
2.5.	<i>Flywheels</i>	10
2.5.1.	Beacon Power – <i>Smart Energy 25 Flywheel</i>	11
2.6.	Electromagnetos Supercondutores	12
2.7.	Sistema de condensadores eléctricos de dupla camada	13
2.8.	Visão global sobre o estado de desenvolvimento e características das tecnologias	14
2.9.	Aplicações	15
2.9.1.	Aplicações para o armazenamento de energia distribuída.....	19
2.9.2.	Aplicações industriais e comerciais.....	20
2.9.3.	Aplicação residencial	21
2.9.4.	Aplicações para transportes.....	21
3.	Cenários de potencial armazenamento de electricidade: Metodologia.....	23
3.1.	Modelo TIMES_PT	24
3.2.	Caracterização dos cenários utilizados.....	26
3.2.1.	Capacidade instalada no sector electroprodutor em 2050	28
3.2.2.	Produção total de electricidade.....	29
3.2.3.	Consumo de electricidade por sector energético	32
4.	Cenários de Potencial de Armazenamento de electricidade: Resultados	35
4.1.	Perdas	35
4.2.	Potencial de armazenamento	38
4.2.1.	Análise por nível de tensão da produção de electricidade	38
4.2.2.	Análise por nível de tensão do consumo de electricidade	39
4.2.3.	Análise da electricidade disponível vs consumo por nível de tensão.....	41
4.3.	Cenários de armazenamento de electricidade em Portugal	43
4.4.	Tecnologias de armazenamento de electricidade, com potencial aplicação aos cenários estudados	48

4.5. Limitações	50
5. Conclusões	51
Referências bibliográficas	53
Anexos.....	55

Índice de figuras

Figura 2.1 - Constituição da bateria de NaS e seu empacotamento.	5
Figura 2.2 - Funcionamento de uma <i>Flow battery</i>	6
Figura 2.3 – Constituição de uma pilha de combustível.	7
Figura 2.4 - Princípio de funcionamento do CAES, durante o descarregamento de dia (esquerda) e o carregamento de noite (direita).	9
Figura 2.5 - Princípio e estrutura de um <i>flywheel</i>	10
Figura 2.6 – Smart Energy 25 Flywheel.	11
Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do SMES.	12
Figura 2.8 - Estrutura dos condensadores tipo tubo (a) e do tipo caixa (b).	13
Figura 2.9 – Requisitos técnicos das aplicações do sistema de armazenamento de energia eléctrica... ..	16
Figura 2.10 – Intervalos de funcionamento das tecnologias de armazenamento de energia eléctrica existentes.	16
Figura 2.11 – Conceito básico do nivelamento de carga com armazenamento de energia eléctrica.	17
Figura 2.12 – Conceito básico da arbitragem de energia.	18
Figura 2.13 - Conceito básico da regulação de frequência primária da rede eléctrica.	19
Figura 2.14 – Sistema distribuído de armazenamento de energia com uma gestão de rede completamente integrada.	20
Figura 2.15 – Fuel cell FP-100i da Fuji Electric para uma aplicação industrial.	20
Figura 2.16 – Aplicação fotovoltaica residencial.	21
Figura 2.17 – Comparação da economia do fuel (em milhas por galão) dos diferentes tipos de baterias.	22
Figura 2.18 – Autocarros com Pilhas de combustível em circulação em Chicago (esq) e uma Pilha de combustível de um veículo da Mazda (dta).	22
Figura 3.1 – Sistematização da metodologia utilizada na presente dissertação.	23
Figura 3.2 - Estrutura do modelo TIMES_PT.	25
Figura 3.3 - Evolução do custo de investimento das tecnologias de solar (esq) e factores de disponibilidade (dir).	27
Figura 3.4 - Evolução do custo de investimento das tecnologias das ondas (esq) e factores de disponibilidade (dir).	28
Figura 3.5 – Capacidade instalada no sector electroprodutor, em 2050.	29
Figura 3.6 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário F, em TWh.	30
Figura 3.7 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário -50F, em TWh.	30
Figura 3.8 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário descentralizado, em TWh.	30
Figura 3.9 – Produção total de electricidade por fonte energética no cenário -50F, no ano 2050.	31

Figura 3.10 - Produção total de electricidade por fonte energética no cenário descentralizado, em 2050.	32
Figura 3.11 – Consumo de electricidade por sector energético no cenário -50F, em 2050.....	32
Figura 3.12 – Consumo de electricidade por sector energético no cenário descentralizado, em 2050.	33
Figura 4.1 – Sistema tradicional unidireccional de produção de energia eléctrica.	36
Figura 4.2 – Perdas na rede de transmissão e distribuição, no Outono (esq) e na Primavera (dta).....	37
Figura 4.3 – Perdas na rede de transmissão e distribuição, no Verão (esq) e no Inverno (dta).....	37
Figura 4.4 – Representatividade média das perdas no Outono.....	37
Figura 4.5 – Produção de energia eléctrica do nível de tensão no Outono e Primavera.	39
Figura 4.6 – Produção de energia eléctrica por nível de tensão no Verão e Inverno.	39
Figura 4.7 – Consumo de electricidade por nível de tensão em 2050, no Outono e Primavera.	40
Figura 4.8 – Consumo de electricidade por nível de tensão em 2050, no Verão e Inverno.	40
Figura 4.9 – Representação esquemática da obtenção da produção de electricidade disponível para consumo nos diferentes níveis de tensão.....	41
Figura 4.10 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Outono.....	41
Figura 4.11 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, na Primavera.	42
Figura 4.12 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Verão.....	42
Figura 4.13 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Inverno.	42
Figuras 4.14 e 4.15 – Análise da aderência resultante do balanço diário, no Outono (esq) e na Primavera (dta).....	43
Figuras 4.16 e 4.17 – Análise da aderência resultante do balanço diário, no Verão (esq) e no Inverno (dta).	44
Figura 4.18 – Cenário de armazenamento no Outono, no cenário descentralizado.	46
Figura 4.19 – Cenário de armazenamento na Primavera, no cenário descentralizado.	46
Figura 4.20 – Cenário de armazenamento no Verão, no cenário descentralizado.....	47
Figura 4.21 – Cenário de armazenamento no Inverno, no cenário descentralizado.	48

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Opções de armazenamento de energia em massa para suporte da rede e integração de renováveis de larga escala.	14
Tabela 2.2 - Armazenamento distribuído de energia para a gestão das aplicações de energia residencial.....	15
Tabela 2.3 - Opções de armazenamento distribuído de energia para regulação da frequência e integração das renováveis.....	15
Tabela 3.1 – Número de horas de cada <i>time slice</i>	31
Tabela 4.1 – Perdas na rede assumidas no TIMES_PT.....	36
Tabela 4.2 – Resultados do balanço diário no Outono e na Primavera, em ambos os cenários.	44
Tabela 4.3 – Resultados do balanço diário no Verão e no Inverno, em ambos os cenários.	44
Tabela 4.4 - Capacidade instalada do sector produtor em 2050 (GW), das tecnologias de produção nocturna.	45
Tabela 4.5 – Balanço diário no Outono, num cenário de armazenamento.	45
Tabela 4.6 – Balanço diário na Primavera, num cenário de armazenamento.	46
Tabela 4.7 – Balanço diário no Verão, num cenário de armazenamento.	47
Tabela 4.8 – Balanço diário no Inverno, num cenário de armazenamento.	48
Tabela 4.9 – Características das baterias importantes a considerar. [11]	49
Tabela 4.10 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 2GWh no Outono. ...	49
Tabela 4.11 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 2GWh na Primavera.49	
Tabela 4.12 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 1,5GWh no Verão. ..	50
Tabela 4.13 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 3,5GWh no Inverno. 50	
Tabela A-1 – Síntese dos resultados principais para a realização da dissertação, para o cenário -50F. 55	
Tabela A-2 – Síntese dos resultados principais para a realização da dissertação, para o cenário descentralizado.	56

Lista de acrónimos e abreviaturas

AC – Alternating Current
AT – Alta Tensão
BT – Baixa Tensão
CAES – Compressed Air Energy Storage
CHP – Combined Heat and Power Plant
DESS – Distributed Energy Storage System
DC – Direct Current
EDLC – Electric Double-Layer Capacitor System
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESS – Energy Storage System
ETSAP – Energy Technology System Analysis Programme
FB – Flow Battery
FC – Fuel Cell
FER – Fonte de Energia Renovável
GEE – Gases com Efeito de Estufa
I&D – Investigação e desenvolvimento
kWh – Quilowatt hora
MPD – Máxima Profundidade de Descarga
MT – Média Tensão
NaS – Sulfureto de Sódio
Pb ácido – Chumbo ácido
PJ – Petajoule
Pkm – Quilómetro por passageiro
PMB – Permanent Magnetic Bearing
REN – Redes Energéticas Nacionais
RNT – Rede Nacional de Transporte
SMB – Superconducting Magnet Bearing
SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage
TIMES – The Integrated MARKAL-EFOM System
TWh – Terawatt hora
UPS – Uninterruptible Power Supply
Wh/kg – Watt-hora por Quilograma

1. Introdução

Tendo em conta o contexto mundial e Europeu, parece ser inevitável um aumento muito significativo da componente renovável no mix de produção eléctrica. Alguns estudos apontam para um cenário de produção eléctrica sem quaisquer emissões de gases com efeito de estufa, o que implica uma percentagem muito importante (80% ou mais) da componente renovável.

A energia renovável é uma chave tecnológica na ajuda para a redução das emissões de CO₂. A Agência Internacional de Energia estima um cenário em que as energias renováveis poderiam contribuir com uma redução das emissões provenientes da queima de recursos fósseis, em 21% até 2050.

A electricidade, ao contrário de outros vectores de energia, só pode ser armazenada em grandes quantidades em raras circunstâncias e sempre noutras formas, tais como, química, mecânica, potencial ou em energia térmica. Como consequência, o fornecimento de electricidade e a sua procura devem estar simultaneamente equilibrados. A necessidade de garantir o fornecimento de electricidade que corresponde à procura coloca elevados desafios no âmbito das opções de energias renováveis, como a eólica e a solar, cuja oferta depende fortemente da época do ano, da hora do dia e das condições climáticas.

O armazenamento de electricidade é uma componente essencial para este novo paradigma de energia sustentável, muito baseado em renováveis, e em produção própria como a microgeração, que permite resolver o seu elevado grau de intermitência, pois armazena nas horas de vazio, para posteriormente ser utilizada nas horas de pico, ou seja, quando os recursos (ex: solar e eólico) não estão disponíveis.

O armazenamento de energia eléctrica é uma das principais formas para resolver a principal lacuna das energias renováveis – as intermitências na rede eléctrica. Estas são provocadas pela intermitência dos recursos renováveis, pois a sua disponibilidade não é constante, como acontece com os recursos fósseis. Tanto a energia eólica, como a energia solar, estão completamente dependentes dos recursos naturais existentes no meio em que estão inseridas. A velocidade do vento não é constante ao longo do dia, tal como de noite não existe radiação disponível para alimentar os painéis solares.

É esta instabilidade da produção que não permite equacionar a independência da energia obtida por fontes renováveis em relação à obtida por recursos fósseis, surgindo assim a oportunidade de evidenciar o armazenamento de energia eléctrica como um método eficaz para ultrapassar as intermitências da rede eléctrica.

As necessidades energéticas são cada vez maiores e consequentemente a procura de energia, nomeadamente de electricidade, não pára de crescer. As tecnologias de armazenamento estão em franco desenvolvimento, de modo a conseguirem ter aplicações a longo termo e um desempenho dinâmica adequada às necessidades requeridas. Assim, é possível melhorar o balanço entre a procura e

a oferta, de modo a facilitar a penetração dos recursos renováveis e a apurar a flexibilidade e a eficiência da rede de distribuição de energia eléctrica.

Esta dissertação pretende estudar o potencial de electricidade armazenável em Portugal, no longo prazo. Através do modelo TIMES_PT, foram obtidos cenários de produção e consumos de energia eléctrica divididos, respectivamente, por fonte e sector em alta, média e baixa tensão. Através dos dados obtidos será possível indicar a tecnologia mais eficaz para o tipo de armazenamento pretendido, nos diferentes cenários estudados.

O trabalho divide-se em 5 capítulos, sendo a introdução o primeiro capítulo. Nesta consta uma breve explicação da importância do armazenamento de energia eléctrica, seguido da estrutura da tese, no qual se encontra o presente subcapítulo.

O segundo capítulo é composto por uma revisão bibliográfica sobre os diversos tipos de tecnologia, remetidas para o armazenamento de energia. Neste são referidas as tecnologias mais promissoras, tanto em fase de desenvolvimento, como em fase comercial, bem como o seu funcionamento e características principais, fundamentais para a percepção de qual o tipo de armazenamento em que são mais indicadas. É também descrito o tipo de aplicação a que se destina cada tipo de tecnologia.

No terceiro capítulo, é descrito o modelo TIMES_PT e o seu modo de funcionamento, seguido da descrição dos cenários energéticos utilizados para o presente estudo, tal como de todas as suas especificações e características. Segue-se a análise do potencial de armazenamento nos cenários estudados, estando esta incorporada no quarto capítulo. Neste é descrita a metodologia utilizada para a realização deste estudo, bem como a análise de todos os resultados obtidos. É também feito um estudo para futuros cenários tecnológicos de armazenamento em Portugal em 2050, com base nos resultados obtidos e as suas limitações.

O quinto capítulo é constituído pelas conclusões, no qual são sistematizados os principais resultados e descritas as tecnologias mais promissoras para o armazenamento de electricidade nacional em 2050. Seguem-se as referências bibliográficas utilizadas para a elaboração desta dissertação e por último os anexos.

2. Tecnologias de armazenamento de energia eléctrica

Uma vasta gama de tecnologias com suporte mecânico, electroquímico e físico, estão disponíveis para armazenar energia eléctrica, fornecendo um largo espectro de capacidades para ambientes de diferentes escalas e aplicabilidades de armazenamento de energia eléctrica. Um factor crítico para a construção de uma capacidade adicional de armazenamento é o seu desempenho económico em comparação com outras alternativas tecnológicas. O benefício económico ou de mercado é geralmente calculado de acordo com a oportunidade de substituição monetária de uma solução alternativa e/ou economia com poder no mercado, por isso, estas tecnologias são fortemente dependentes das condições locais e operacionais necessárias a partir do sistema de armazenamento [1].

Embora os EUA tenham um historial de falta de preocupação com as questões ambientais a nível estadual e mundial, este é um dos países mais dinâmicos em questões de aplicação de tecnologias de armazenamento, existindo diversos projectos a nível estadual, principalmente na aplicação de redes eléctricas inteligentes, como se pode verificar na *USA SG demo Project List*. Estes avanços tecnológicos não acontecem só nos EUA, no Japão foram instalados 3000 MW de energia eólica até 2010, que exige uma capacidade de armazenamento substancial para operar de forma eficiente (fonte: *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*).

Na presente dissertação são apresentados tipos de tecnologias de armazenamento de energia eléctrica da família das baterias, armazenamento por ar comprimido e tecnologias de armazenamento por supercondutores.

2.1. Baterias

2.1.1. Baterias de chumbo ácido

O uso de baterias de chumbo ácido para o armazenamento de energia remonta a meados do século XIX. A célula da bateria de chumbo ácido consiste no ânodo, neste caso o chumbo esponjoso, e o dióxido de chumbo como cátodo. Estes estão imersos num electrólito de ácido sulfúrico diluído, que conduz a corrente ao colector. Durante a descarga, os dois eléctrodos produzem sulfato de chumbo. Se as baterias estiverem totalmente descarregadas durante algum tempo, os cristais de sulfato tornam-se maiores e mais difíceis de se partir durante a recarga. Sendo assim, os cristais de sulfato de chumbo de grandes dimensões separam o material activo das placas do colector, o que provoca assim uma grande dificuldade na recarga da bateria à sua potência máxima [2].

As baterias de chumbo ácido prevalecem ainda em aplicações sensíveis ao custo, onde a baixa densidade energética e o ciclo de vida limitado não são um problema. Algumas aplicações incluem o

arranque automóvel, iluminação e ignição e a alimentação ininterrupta de baterias de fontes de alimentação (UPS) [3].

2.1.2. Baterias Li-Ion

Neste tipo de baterias, os iões de lítio movem-se do ânodo para o cátodo e assim produzem um fluxo de corrente. As maiores vantagens das baterias Li-Ion são a elevada proporção energia-peso, uma baixa auto-descarga e o facto de não ser afectada pelo “efeito de memória”.

Algumas das suas aplicações incluem equipamentos portáteis, *laptops*, máquinas de filmar, telemóveis e ferramentas portáteis. Dada a sua elevada densidade energética, este tipo de baterias pode ser muito útil no avanço de tecnologia para os híbridos e carros eléctricos.

A questão do preço pode-se tornar mais controversa dada a escassez do lítio. Actualmente a escassez do lítio no nosso planeta é motivo de discussão, mas com o aumento progressivo da sua utilização para o fabrico de baterias automóveis, a sua procura vai aumentar, levando a um aumento do custo da matéria-prima.

A densidade da célula e a sua tensão são duas das características técnicas deste tipo de baterias, que dependem do tipo de material químico utilizado. A densidade energética específica é de cerca de 200 Wh/kg, o dobro da densidade energética da bateria de Metal hidreto de níquel (NiMH) ou da bateria de níquel-cádmio (NiCd).

A célula desta bateria pode funcionar com uma corrente mais elevada que noutros tipos de baterias, desde que sejam resolvidos problemas relacionados com a resistência interna, pois pode ocorrer um sobreaquecimento interno e uma consequente falha do sistema.

Para que tal não aconteça, é obrigatório que exista um sistema de manutenção que actue de modo a evitar problemas de excesso e défice de tensão e de temperatura. Existe também um sistema mais avançado, que equilibra a tensão nas células e garante que todas as baterias operem com a mesma tensão e estado de carga [3].

2.1.3. Baterias NiCd e NiMH

As baterias NiCd eram usualmente utilizadas em aparelhos domésticos, tal como as baterias de iões de lítio. A célula de NiCd é composta por um cátodo de óxido de níquel e um ânodo metálico de cádmio. Este tipo de bateria contém uma densidade energética superior á da bateria de chumbo ácido, na ordem dos 50 Wh/kg, mas inferior às de Li-Ion e de NiMH. Já em relação à variação de temperatura, esta é menor, quando comparadas com a bateria de chumbo ácido.

O seu ciclo de vida é bastante elevado, esta longa durabilidade deve-se ao material utilizado no fabrico das placas – aço sólido – ser relativamente imune aos agentes químicos onde estão imersas, mantendo inalterada a integridade mecânica e a condutividade eléctrica da célula.

A maior desvantagem das baterias é a redução da capacidade de recarga ao longo do seu tempo de vida útil, sendo afectadas pelo “efeito de memória”, o que obriga à utilização de carregadores com controlo de carga bastante dispendiosos. A elevada toxicidade do cádmio, também é um grande inconveniente, pois o seu uso tem vindo a ser questionado por razões ambientais.

As baterias de NiMH são consideradas uma extensão das baterias de NiCd, com a diferença que em vez de cádmio, o seu ânodo é constituído por um hidreto metálico. A grande vantagem desta bateria é que não possui “efeito de memória”. Quanto às desvantagens, destaca-se o custo elevado, o risco elevado de ficar inutilizável devido a sobrecargas, a baixa capacidade de fornecer picos de corrente e uma taxa de auto descarga relativamente elevada.

As desvantagens da bateria de NiCd em relação à de NiMH são o baixo ciclo de vida; possuírem “efeito de memória”; a toxicidade do cádmio que requer um complexo procedimento de reciclagem; a densidade de energia mais baixa e a curva de descarga plana e um coeficiente de temperatura negativo.

2.1.4. Baterias NaS

As baterias de sulfureto de sódio são constituídas por um cátodo de enxofre fundido e um ânodo de sódio fundido separados por um eléctrodo cerâmico de alumina beta sólida, de acordo com a figura 2.1. Estas baterias operam numa gama de temperaturas compreendida entre os 300 °C e os 360 °C, assim para que possam atingir as condições óptimas de funcionamento, precisam de um aquecimento externo [2].

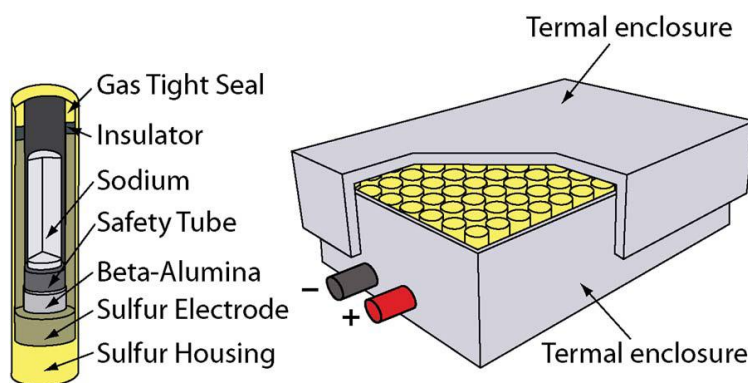


Figura 2.1 - Constituição da bateria de NaS e seu empacotamento [2].

Como vantagens, este tipo de bateria têm uma potência muito elevada e uma elevada densidade energética (quatro vezes superior às baterias de chumbo ácido), um elevado rendimento de Coulomb, uma boa estabilidade na temperatura e uma boa eficiência. As desvantagens centram-se nos elevados custos de produção e nas questões de segurança.

As baterias de NaS têm sido aplicadas em projectos de qualidade de energia, alimentações de emergência e de estabilização dos recursos renováveis de kW para MW nas subestações [3].

2.2. Flow battery

As *Flow batteries* (FB) são uma tecnologia promissora que separa a energia total acumulada da potência nominal. A potência nominal depende do tamanho do reactor, enquanto que a capacidade de armazenamento depende do volume do reservatório auxiliar. Estas características tornam este tipo de baterias apropriadas para a produção de grandes quantidades de energia e energia necessária por companhias de electricidade [2].

As FB funcionam de uma forma semelhante às pilhas de combustível de hidrogénio (FC). Tal como as FC, estas consomem dois electrólitos que estão armazenados em dois tanques diferentes (sem auto-descarga), como se pode observar na figura 2.2. Existe uma membrana microporosa que separa ambos os electrólitos, mas que permite a passagem de certos iões seleccionados, para que seja possível criar uma corrente eléctrica [2].

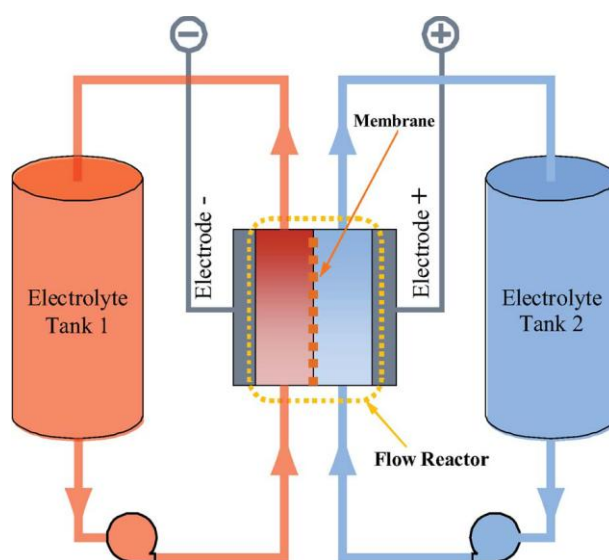


Figura 2.2 - Funcionamento de uma *Flow battery* [2].

Existem muitas reacções com potencial electroquímico, em geral são reacções de oxidação-redução (redox), mas nem todas são utilizadas na prática. Actualmente as principais tecnologias utilizadas são as baterias de Brometo de Zinco (ZnBr), Vanadium Redox (VRB), Brometo de polissulfureto (PSB) e Ar-Zinco, com eficiências compreendidas entre os 50 e 80%.

Neste momento, esta tecnologia está em demonstração em pequena e larga escala e na comercialização de vários produtos. As suas principais vantagens são as seguintes: a alta potência e capacidade energética; a elevada capacidade de recarga, fazendo-se a substituição do electrólito; a duração de vida elevada do equipamento proporcionada pela capacidade de substituição dos electrólitos; a capacidade

de descarga completa; a utilização de materiais não tóxicos e a baixa temperatura necessária para a operação. No que diz respeito às desvantagens, esta tecnologia é penalizada na dificuldade de miniaturização do equipamento, visto utilizar um sistema mecânico de bombagem, tendo sido por isso a captação comercial limitada até ao momento [2].

2.3. Pilhas de combustível

Durante a última década foram alcançadas melhorias notáveis à escala global, no que diz respeito aos principais programas de I&D para a célula de combustível e hidrogénio. Devido ao elevado ritmo de inovação, em que são tomadas as medidas necessárias para colmatar a transição para uma auto-sustentação de hidrogénio e células de combustível, as actividades comerciais são postas em vigor.

É esperado que nas próximas décadas exista um desenvolvimento nas células de combustível e uma consequente reunião das diversas necessidades de consumo e industriais, que igualam ou superam o desempenho de tecnologias energéticas na actualidade, contribuindo assim para uma prosperidade económica e sustentabilidade ambiental, diminuindo a dependência dos combustíveis fósseis e reduzindo as emissões de CO_2 [1].

As pilhas de combustível (FC), representadas na figura 2.3, são dispositivos electroquímicos que consomem hidrogénio e oxigénio, para produzir água e electricidade. Neste caso o hidrogénio funciona como combustível, que produz energia com uma emissão de gases poluentes reduzida ou nula. É a possibilidade de armazenar o combustível utilizado pelas FC e de o produzir a partir de fontes renováveis, que transformam as FC's num sistema de armazenamento.

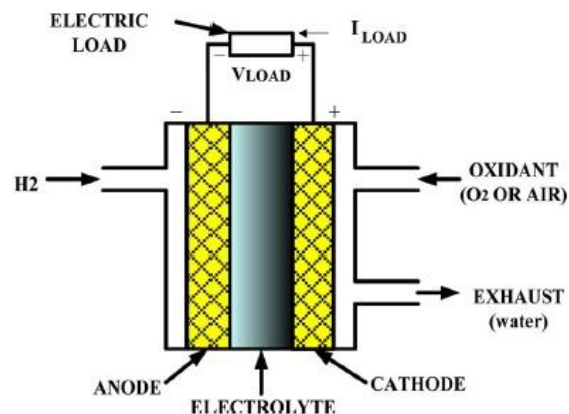


Figura 2.3 – Constituição de uma pilha de combustível [4].

As FC regenerativas são dispositivos que combinam a função da célula de combustível com a de um eletrólizador num único equipamento. O hidrogénio é armazenado como combustível gasoso para futuramente criar electricidade.

Através da análise de diversos estudos, considera-se que as pilhas de combustível podem funcionar como as pilhas de combustível regenerativas, mas são tipicamente optimizadas para executar apenas uma função, pois ao combinar as duas funções diminui o tamanho do sistema para aplicações que requerem armazenamento de energia, produção de hidrogénio e produção de electricidade.

A investigação actual está a investir na pilha de combustível de membrana polimérica hidrolítica com hidrogénio ou metanol como combustíveis principais. A questão é a concepção de um sistema que seja eficiente em ambas na produção de electricidade e hidrogénio.

As FC apresentam diversas vantagens, tais como o reduzido impacte ambiental, a elevada fiabilidade e a possibilidade de aplicação desta tecnologia em sistemas de produção descentralizada. Se forem utilizadas fontes de energia renovável, ou seja, obter o combustível utilizado pela FC a partir da água, este será um sistema praticamente isento de emissões poluentes, vindo alargada a sua aplicação em diversos dispositivos.

A constituição de um sistema de armazenamento baseado em pilhas de combustível teria de ter em consideração vários factores, tais como a produção e armazenamento de hidrogénio e os sistemas de segurança, devido à alta inflamabilidade do hidrogénio [2].

A produção em larga escala de hidrogénio é feita através da reforma a vapor do gás natural, que se situa numa ordem de eficiência energética de 70-80%. Na utilização dos combustíveis fósseis em larga escala, é exigida a produção de hidrogénio com base na descarbonização da corrente de produção, com a consequência de uma queda de eficiência esperada de 6 a 8 pontos percentuais e um aumento no custo de 20 a 30% de produção.

O grande desafio na produção de H_2 com base no carvão não consiste na tecnologia a utilizar, mas sim na capacidade de armazenamento e segurança do CO_2 geológico a longo prazo.

Depois de centralizada, a produção de H_2 requer o aperfeiçoamento de uma transmissão de H_2 e das infra-estruturas de distribuição, bem como instalações para o armazenamento em média escala. Estas instalações podem ser campos de gás esgotados, aquíferos ou cavernas, ou seja, todas as opções de armazenamento referidos encontram-se no subsolo [1].

No armazenamento em pequena escala, as unidades de produção no local têm um papel importante, desde que a procura do H_2 no sector dos transportes e da energia atinja um nível que justifique o investimento numa infra-estrutura centralizada de H_2 .

A electrólise é uma das formas mais comuns de produção de H_2 em pequenas quantidades. Esta tem um papel muito importante no início e no meio das etapas de transição do H_2 , pois é uma tecnologia bastante desenvolvida e simples. A eficiência de um electrolisador está entre os 80-85%, sendo as unidades maiores menos eficientes (75-80%).

Existem duas tecnologias capazes de produzir a alta pressão, os sistemas alcalinos e a electrólise de membrana. Os sistemas alcalinos têm registos de um elevado tempo de vida, confiabilidade e baixos custos de capital. Enquanto a electrólise de membrana tem elevadas taxas de produção e ganhos de

eficiência. Os ganhos de eficiência têm de ser melhorados, caso sejam utilizados eléctrodos sólidos poliméricos e uma electrólise de vapor de água a alta temperatura (700-900 °C) [1].

2.4. Ar comprimido

A tecnologia de ar comprimido (CAES) não é um sistema de armazenamento de energia simples, como é o caso das baterias. Consiste num sistema em que o pico de potência da turbina a gás de uma central que consome menos de 40% do combustível, utilizado por turbinas a gás tradicionais para produzir a mesma quantidade de energia eléctrica [5]. O armazenamento de energia por ar comprimido é uma tecnologia que armazena, mecanicamente, a energia em ar comprimido, para que possa ser utilizada posteriormente. Quando o ar é expandido novamente, a energia é libertada para a rede.

A extracção da energia é feita através de uma turbina a gás, onde a fase de compressão de ar da turbina é substituída pelo armazenamento de energia em ar comprimido, como se verifica na figura 2.4. É assim eliminada a utilização do gás natural, normalmente utilizado para a compressão de ar.

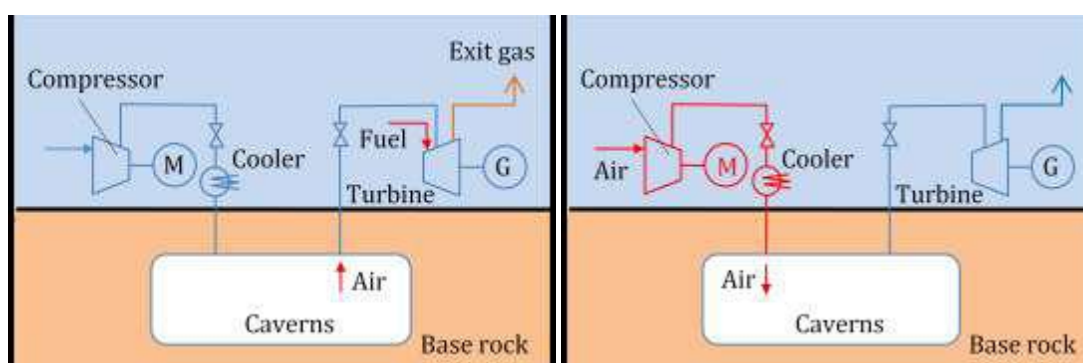


Figura 2.4 - Princípio de funcionamento do CAES, durante o descarregamento de dia (esquerda) e o carregamento de noite (direita) [5].

O ar é “pré-comprimido” utilizando uma electricidade de baixo custo da rede eléctrica, em horários fora de pico, e utiliza essa energia mais tarde, juntamente com algum gás, para formar electricidade, consoante o necessário [1]. Se o calor que se forma durante a compressão for conservado, este processo torna-se bastante eficiente. Estes processos de compressão e expansão do ar são altamente endotérmicos e exotérmicos, respectivamente, tornando esta tecnologia difícil de pôr em prática.

A principal aplicação desta tecnologia é apoiar a rede eléctrica para aplicações de nivelamento de carga, ou seja, a energia é armazenada em períodos de vazio, sendo convertida novamente para electricidade quando a procura desta aumenta, ou seja, quando há picos de procura.

Nos sistemas de larga escala são utilizadas cavernas naturais como reservatórios, para se armazenar grandes quantidades de energia. Estas podem ser minas subterrâneas, normalmente depósitos de sal-gema.

As principais desvantagens desta tecnologia são, a baixa eficiência, as elevadas dificuldades de implementação e os impactos ambientais causados [2], [6].

2.5. Flywheels

Desde há alguns anos que o armazenamento de energia tem sido atraente do ponto de vista do uso eficaz de energia e da forma como lidar com a queda de tensão momentânea e com as intermitências da rede [5], [7].

O *flywheel*, ilustrado na figura 2.5, também chamado de volante de inércia, consiste, de forma simplista, numa massa em rotação que permite armazenar energia cinética. Os volantes são usados para armazenar energia eléctrica, quando esta existe em excesso, que é fornecida novamente em caso de necessidade, por exemplo para efeitos de controlo de frequência. Também podem funcionar como fonte ininterrupta de energia (UPS, *Uninterruptible Power Supply*), injectando a energia armazenada na rede em caso de falha [8].

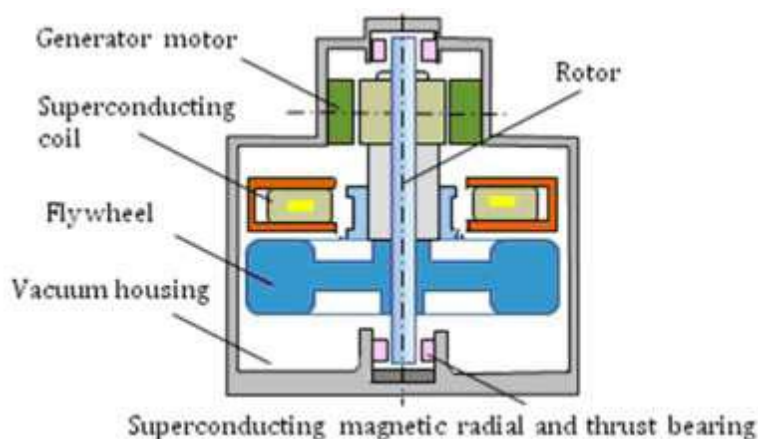


Figura 2.5 - Princípio e estrutura de um *flywheel*. [5]

Recentemente, devido aos avanços na electrónica de potência e da engenharia de materiais, esta tecnologia ganhou um maior destaque no transporte e na melhoria da qualidade de energia. As vantagens desta tecnologia são a sua elevada densidade de potência, o curto tempo de acesso, tempo de vida longo, baixo esforço de manutenção, uma elevada eficiência e um impacto ambiental muito reduzido. No que toca às desvantagens, estas centram-se na baixa densidade energética da tecnologia em questão.

Existe um *flywheel* experimental que utiliza uma chumaceira magnética supercondutora (SMB – *Superconducting Magnetic Bearing*), juntamente com uma chumaceira magnética estável (PMB – *Permanent Magnetic Bearing*) e projectos para reduzir o custo total e o custo de arrefecimento. O motor/gerador é utilizado para rodar o volante e criar electricidade através da rotação do volante.

Os sistemas de armazenamento de energia, utilizando chumaceiras supercondutoras, têm vantagens de uma vida longa, alta densidade de energia, alta eficiência e a ausência de perdas de atrito, embora necessitem de criogenia.

O sistema *flywheel* é composto por um PMB, um motor gerador, um volante e um SMB. O volante é estruturado de modo a que o centro de gravidade seja mais baixo que o ponto de apoio, pois assim o centro de gravidade ainda se encontra na posição central do magneto superior do SMB. Deste modo, o volante fica mais estável, estando ou não na condição rotativa e terá maior inércia, pois o peso do volante do motor é localizado principalmente na parte de fora [7].

2.5.1. Beacon Power – *Smart Energy 25 Flywheel*

A *Smart Energy 25 Flywheel* de tecnologia avançada de armazenamento de energia eléctrica, foi concebida para satisfazer as necessidades exigentes da rede eléctrica.

Esta tecnologia possui uma duração de vida longa, um design de baixa manutenção, uma elevada capacidade de carga/descarga e não consome qualquer tipo de combustível e consequentemente não tem emissões de CO₂. Um conjunto de unidades *Smart Energy 25 Flywheel* pode ser configurado de forma inteligente, de modo a ser possível armazenar e retornar MegaWatts/hora de energia para manter a fiabilidade e a estabilidade da rede.

As vantagens desta tecnologia são muito variadas, entre elas, a mais importante é a sua capacidade cíclica extremamente elevada, visto estes *flywheels* serem projectados para centenas de milhar de ciclos de carga/descarga durante os seus 20 anos de tempo de vida, sendo o ideal para regular a frequência de rede. [9].



Figura 2.6 – Smart Energy 25 Flywheel (fonte: www.beaconpower.com).

2.6. Electromagnetos Supercondutores

No armazenamento de energia eléctrica em electromagnetos supercondutores ou SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), a energia é armazenada no campo magnético de uma bobina supercondutora percorrida por uma corrente contínua. A capacidade dos SMES varia entre 0,3 – 3 MW. Esta tecnologia é aplicada quando é necessário um tempo de resposta rápido, tais como, problemas na qualidade de energia e melhorar a estabilidade momentânea.

O SMES, ilustrado na figura 2.7, é um dispositivo de armazenamento de energia de resposta a curto-prazo. As suas vantagens são a elevada eficiência, fiabilidade e o rápido tempo de resposta. Como desvantagens, sobressai o seu elevado custo, a exigência de arrefecimento, pois é um sistema com supercondutores [10].

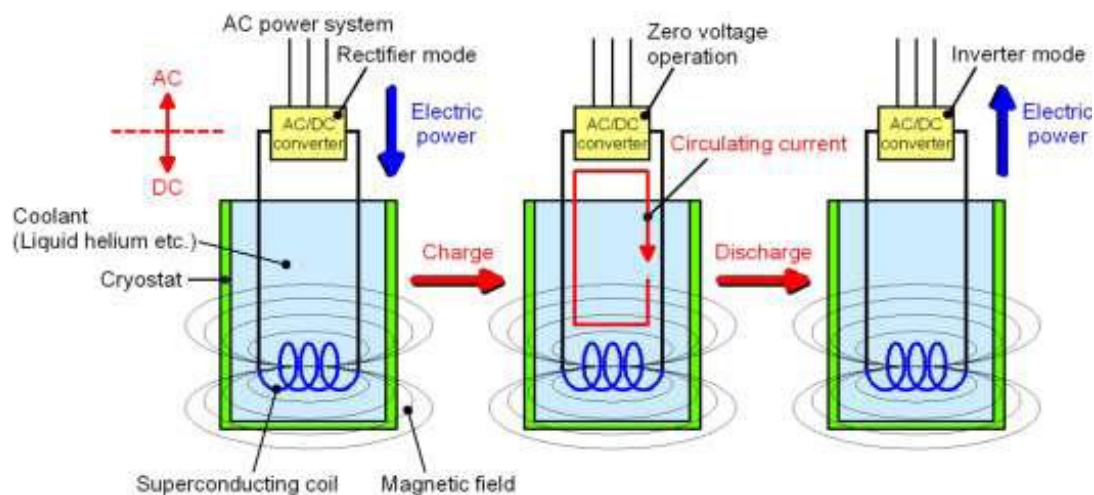


Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do SMES [5].

Um sistema de SMES é composto por uma bobina supercondutora, um interruptor, um conversor AC/DC e um sistema de refrigeração.

A bobina supercondutora constituída por NbTi ou Nb₃Sn armazena energia no campo magnético. Para que esta chegue à supercondutividade, os materiais de que é feita têm que operar a cerca de 4K, para se manterem a esta temperatura são usados os sistemas de refrigeração criogénica.

Um dos principais desafios desta tecnologia é o aumento da sua eficiência de conversão, de modo a que fique superior a 95% [5]. A sua principal característica é o processo de carga, a energia eléctrica é transformada através da bobina, em energia magnética, no processo de descarga ocorre o processo inverso.

Tendo em conta ambos os processos, os sistemas SMES deverão despende de muita energia, de uma eficiência de armazenamento elevada, superior a 90%, e um tempo de resposta rápido (na ordem dos milissegundos), em virtude das características da bobina supercondutora.

Noutros sistemas de armazenamento de energia, como é o caso dos sistemas de bombagens nas centrais hidroeléctricas ou na tecnologia do ar comprimido, existe um período de tempo substancial associado à conversão da energia mecânica armazenada em electricidade, bem como uma menor eficiência.

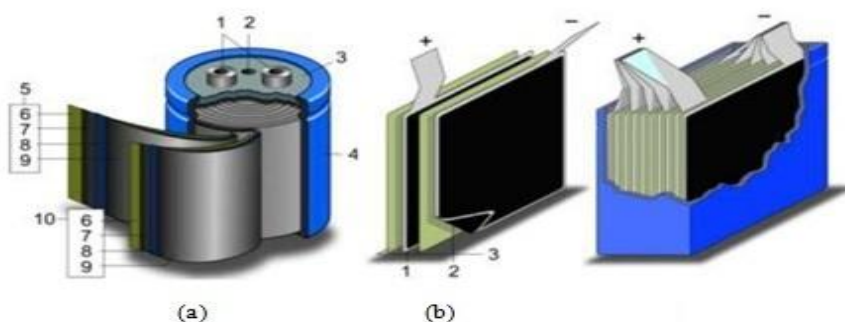
O SMES é aplicável a uma ampla gama de capacidades e utilizações finais, incluindo a estabilização da rede, bem como aplicações com um compensador de potência e regulador de frequência [5].

2.7. Sistema de condensadores eléctricos de dupla camada

Electric double-Layer Capacitor System (EDLC) é um sistema que consiste na formação de uma estrutura de camada fina numa interface sólido-líquido com diferença de tensões, que contém pares de cargas negativas e positivas. Este fenómeno é conhecido como uma dupla camada eléctrica do condensador, que pode ser utilizada para armazenar electricidade.

Ao contrário do que acontece nas baterias, nesta tecnologia a electricidade é armazenada sem a existência de reacções químicas. É utilizado um eléctrodo de carvão activado com uma superfície específica de $1000 \text{ m}^2/\text{g}$, para aumentar a capacidade de armazenamento. As características mais vincadas dos condensadores eléctricos de dupla camada são, o facto da explosão de energia ser muito curta e de duração limitada [5].

O EDLC pode ser dividido em dois tipos básicos: tubo e caixa, com ilustra a figura 2.8. O sistema em tubo pode aumentar a eficiência da produção, pois é composto por uma estrutura simples com uma folha enrolada. A versão empilhada tem uma maior densidade de energia, mas o processo de produção é mais difícil e dispendioso. No sistema cilíndrico, a resistência interna é maior que no sistema de fichas, o que resulta numa maior perda de energia. Em ambos os tipos de condensadores, os electrólitos utilizados são a água ou outros compostos de peso molecular superior. [5]



Legenda (a): 1. Terminal; 2. Válvula de segurança; 3. Placa terminal; 4. Cápsula; 5. Pólo positivo; 6. Separador; 7. Terminal polarizador; 8. Colector; 9. Selecção de polarização; 10. Terminal negativo.

Legenda (b): 1. Terminal polarizador com o eléctrodo positivo; 2. Separador; 3. Terminal polarizador com o eléctrodo negativo.

Figura 2.8 - Estrutura dos condensadores tipo tubo (a) e do tipo caixa (b) [5].

A carga e descarga da corrente são efectuadas através da absorção e desorção de iões, respectivamente. O tempo de carga e descarga é inversamente proporcional ao nível de potência de saída. Devido aos eléctrodos de carvão activado, a sua capacidade é maior do que a dos condensadores comuns, e a densidade de potência é de 100-2000 W/kg.

No que diz respeito à densidade de energia, esta é mais baixa do que nas baterias de NaS ou de Chumbo-ácido, estando na ordem dos 1-5 Wh/kg. Sendo assim, estes só são aplicáveis durante um tempo de descarga curta, de 1 segundo a 1 minuto. Como os processos de carga e descarga são efectuados sem qualquer reacção química, o desgaste é baixo e o sistema pode ser operado por centenas de milhar de ciclos de carga/descarga, tendo a duração de vida deste sistema mais de 15 anos. Visto o eléctrodo utilizado ser água ou outro composto orgânico semelhante sem a presença de metais pesados, faz com que a credibilidade ambiental deste sistema seja elevada.

A eficiência do sistema EDLC é de cerca de 84%. Os condensadores electroquímicos de pequeno porte são os que estão melhor desenvolvidos, enquanto que unidades maiores com densidades de energia superiores a 20kWh/m³, ainda estão em desenvolvimento. Estes últimos poderão ser utilizados em veículos híbridos e eléctricos, sistemas ferroviários eléctricos, UPS, sistemas de armazenamento de energia por períodos curtos e sistemas industriais [5].

2.8. Visão global sobre o estado de desenvolvimento e características das tecnologias

Em suma, as tabelas 2.1 a 2.3 mostram uma visão global sobre o estado de desenvolvimento (I&D, demonstração ou comercialização) e características técnicas das tecnologias estudadas neste capítulo.

Tabela 2.1 - Opções de armazenamento de energia em massa para suporte da rede e integração de renováveis de larga escala [11].

Tecnologia	Maturidade de	Capacidade (MWh)	Potência (MW)	Duração (h)	% Eficiência (total ciclos)
CT-CAES	Demo	1440-3600	180	8 20	(> 13000)
CAES	Comercial	1080 2700	135	8 20	(> 13000)
Baterias NaS	Comercial	300	50	6	75 (4500)
Baterias Pb ácido	Comercial	200	50	4	85-90 (2200)
	Comercial	250	20-50	5	85-90 (4500)
	Demo	400	100	4	85-90 (4500)
Flow battery Vanadium redox	Demo	250	50	5	65-75 (> 10000)

Tabela 2.2 - Armazenamento distribuído de energia para a gestão das aplicações de energia residencial [11].

Tecnologia	Maturidade	Capacidade (MWh)	Potência (MW)	Duração (h)	% Eficiência (total de ciclos)
Baterias Pb ácido	Demo-Comercial	10 20	5	2 4	85-90 (1500-9500)
<i>Flow battery Zn/Br</i>	Demo	9-30	3-15	2-4	60-64 (> 5000)
Baterias Li-Ion	Demo	7-40	1-10	1-7	75-92 (5000)

Tabela 2.3 - Opções de armazenamento distribuído de energia para regulação da frequência e integração das renováveis [11].

Tecnologia	Maturidade	Capacidade (MWh)	Potência (MW)	Duração (h)	% Eficiência (total de ciclos)
<i>Flywheel</i>	Demo	5	20	0,25	85-87 (> 100,000)
Baterias Li-Ion	Demo	0,25-25	1-100	0,25-1	87-92 (> 100,000)
Baterias Pb ácido	Demo	0,25-50	1-100	0,25-1	75-90 (> 100,000)

2.9. Aplicações

As principais aplicações dos sistemas de armazenamento de energia, que podem determinar o tipo de tecnologia a utilizar, são os transportes e as *utility-scales* [11]. Entende-se por *utility-scale*, aplicações como a integração das renováveis na rede, onde se tenta alcançar um elevado nível de penetração de fontes de energia renovável (FER) na rede, enquanto se minimiza o seu impacto sobre a estabilidade do sistema de potência e qualidade de energia; o controlo de frequência, no qual se mantém a frequência no seu valor de referência através da manutenção do equilíbrio da produção de carga; nivelamento de carga e controlo de picos de tensão [12].

Para a utilidade ou integração das energias renováveis, a capacidade de armazenamento de energia, a potência e o ciclo de vida são os critérios a avaliar. A necessidade de um longo ciclo de vida tem motivado a utilização de sistemas de armazenamento reversíveis, como o CAES ou a bombagem de centrais hidroeléctricas como alternativa às baterias electroquímicas que apresentam problemas de envelhecimento e são de difícil reciclagem [11].

Em termos de aplicações em transporte, as baterias continuam a ser a tecnologia mais viável, principalmente devido à sua portabilidade, mesmo que em questões de duração de vida estejam bastante limitadas [11]. A figura 2.9 representa os requisitos técnicos referentes à aplicação de diferentes *utility-scale* e a figura 2.10 representa os intervalos de funcionamento de diferentes sistemas de armazenamento de energia. Ao sobrepor as duas figuras, é possível fazer uma correspondência do tipo de tecnologia com o tipo de aplicação utilizada. Por exemplo, as baterias de chumbo ácido e as baterias NaS podem ser utilizadas para o nivelamento de carga, enquanto para a arbitragem de energia as tecnologias mais indicadas são o ar comprimido e a bombagem hídrica.

Os sistemas de armazenamento de energia eléctrica vêm oferecer novas opções para melhorar a utilização e os elevados gastos de capital, com o objectivo de melhorar a capacidade, fiabilidade e o suporte da rede em zonas rurais e áreas urbanas restritas. Os que melhor solucionam os problemas na rede são aqueles que permitem um melhor controlo da frequência da rede, de modo a que haja um *upgrade* da capacidade das linhas de transmissão, de modo a combater as flutuações na rede, melhorando a qualidade da energia [2].

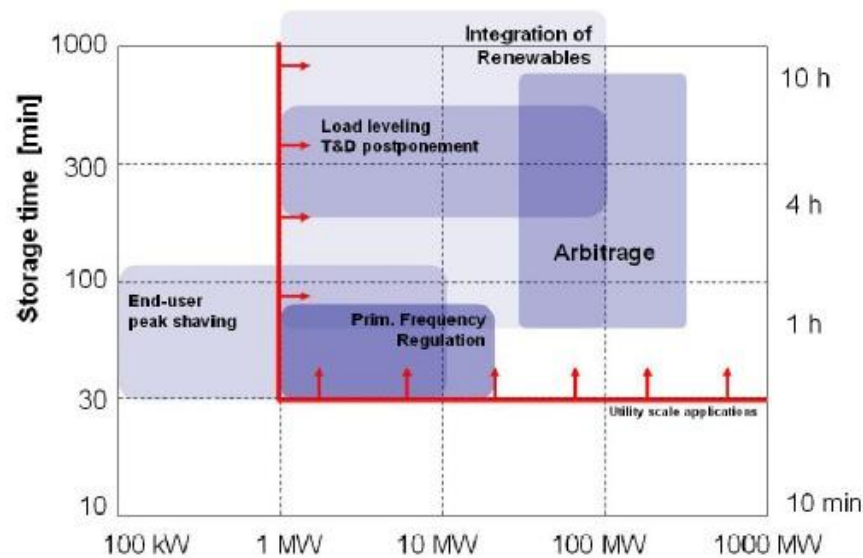


Figura 2.9 – Requisitos técnicos das aplicações do sistema de armazenamento de energia eléctrica [12].

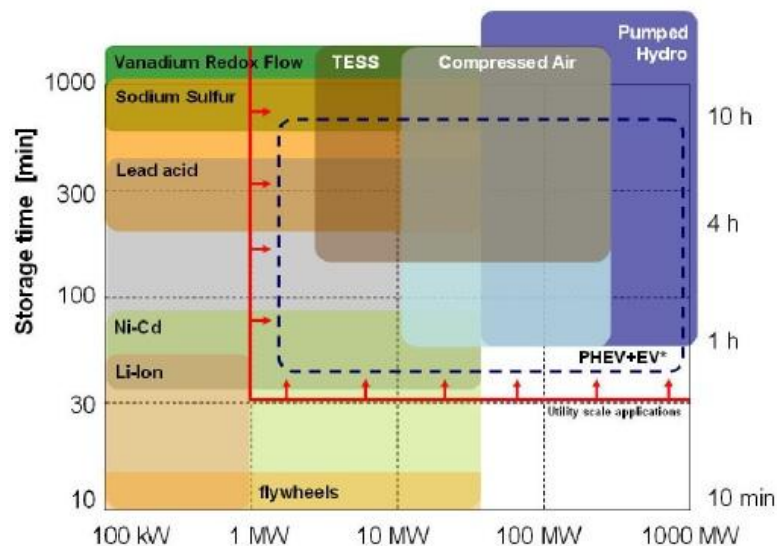


Figura 2.10 – Intervalos de funcionamento das tecnologias de armazenamento de energia eléctrica existentes [12].

A penetração das energias renováveis na rede tem um benefício ambiental incalculável, mesmo considerando as intermitências das duas principais fontes energéticas renováveis, a energia solar e a

eólica. Estas intermitências causam flutuações de frequência na rede eléctrica, por sua vez, as flutuações de frequência representam um obstáculo significativo na penetração das renováveis e na substituição dos recursos base utilizados nos dias de hoje, provenientes de fontes fósseis, pois a integração dos recursos renováveis implica a introdução de novas questões relacionadas com a operação do sistema energético com um potencial que não é proporcional em termos de relação de produção e procura de energia.

A falta de equilíbrio entre a produção e a procura obriga a que as centrais eólicas e solares estejam associadas a outras centrais convencionais de energia, de modo a melhorar a eficiência na resposta aos picos de energia ou quando os recursos não estão disponíveis, como por exemplo a energia solar no período de noite.

Outra aplicação é o nivelamento de carga que consiste no armazenamento da electricidade durante os períodos de menor procura, para satisfazer as necessidades de consumo em que a procura de electricidade é maior, ou seja, nas zonas de pico de procura, reduzindo a necessidade de recorrer à electricidade proveniente das centrais convencionais, como exemplo centrais a gás natural ou a necessidade de aumentar as infra-estruturas da rede. A figura 2.11 exemplifica esta aplicação, em que P_{max} é a potência máxima que pode ser suportada pela rede eléctrica através da linha de transmissão existente, P_1 é a potência armazenada nas horas de vazio, que depois de armazenada num sistema de armazenamento (*Energy Storage System* - ESS), é aplicada nas horas de pico energético, representado por P_2 .

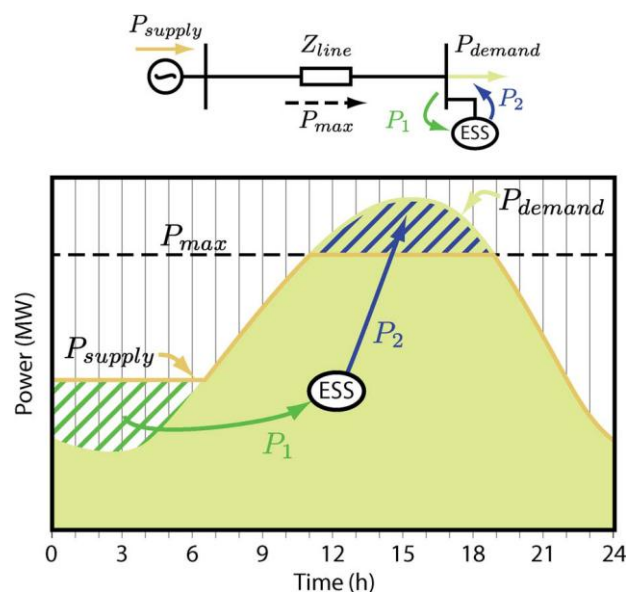


Figura 2.11 – Conceito básico do nivelamento de carga com armazenamento de energia eléctrica [2].

A arbitragem de energia consiste no armazenamento da electricidade quando esta é mais barata, ou seja, nas horas de vazio, para depois ser vendida à rede eléctrica quando esta é mais cara. A arbitragem de energia aplica-se à bombagem hidroeléctrica e à CAES, ambas podem ser construídas com grandes

capacidades e têm descarregamentos por longos períodos de tempo. A bombagem hidroelétrica permite o armazenamento de energia quando a exigência é baixa e a energia barata [2].

Na figura 2.12 a variação do custo da electricidade por MW está representada pela linha a tracejado, verificando-se que este é variável ao longo do dia, sendo menor das 00 h às 6 h, período mais rentável para o armazenamento da electricidade. A electricidade armazenada é posteriormente aplicada quando o custo da electricidade por MW for superior, coincidente com a altura de pico de consumo de electricidade. As variáveis P_1 e P_2 correspondem às mesmas variáveis representadas na figura 2.11.

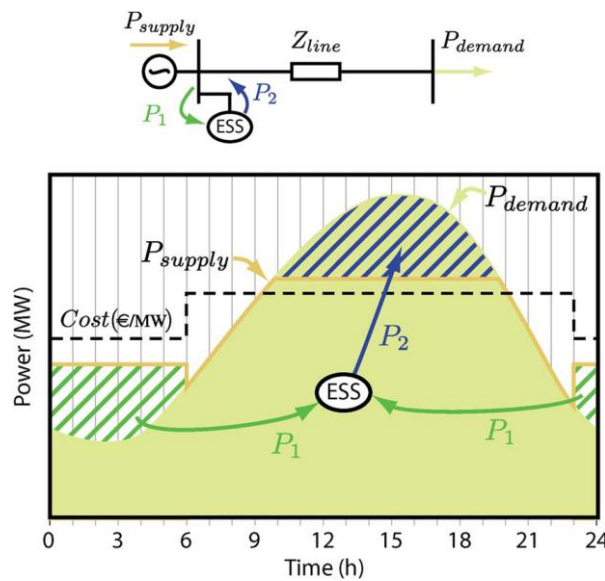


Figura 2.12 – Conceito básico da arbitragem de energia [2].

A regulação da frequência primária tem como objectivo o suporte permanente da estabilidade da frequência da rede eléctrica. Tal como se observa na figura 2.13, a potência que excede a curva do diagrama, colmata as sobras que existem, sendo armazenada. Assim, é necessária uma estabilização angular da rede, para o qual é essencial um sistema de armazenamento com uma capacidade média/baixa.

As turbinas eólicas de velocidade variável e as grandes centrais fotovoltaicas ligadas à rede, não contribuem para a estabilidade da frequência do mesmo modo que contribuem os geradores síncronos a gás natural convencionais ou as turbinas a vapor. Para tal, aplica-se um sistema de armazenamento que imite a inércia da turbina a vapor e a aplique nas turbinas eólicas, para complementar o défice da estabilidade angular. O CAES e o EDLC são tecnologias muito utilizadas nesta aplicação, devido à sua capacidade de resposta rápida [2].

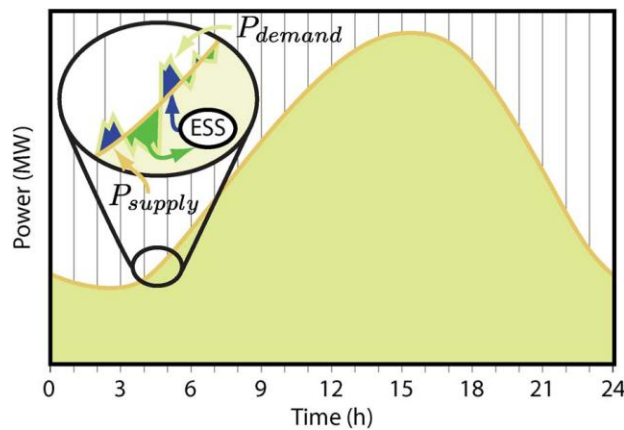


Figura 2.13 - Conceito básico da regulação de frequência primária da rede eléctrica [2].

2.9.1. Aplicações para o armazenamento de energia distribuída

Os sistemas de armazenamento de energia distribuída (DESS – Distributed Energy Storage Systems) envolvem sistemas em pequena escala, ou seja, energia utilizada pelo consumidor final. As unidades individuais de DESS podem ser controladas remotamente para administrar individualmente as cargas e descargas efectuadas, em resposta às necessidades do circuito regional em que se encontra. A figura 2.14 ilustra o modo de funcionamento de um sistema de armazenamento de energia distribuída, em que a gestão da rede está completamente integrada e a produção de electricidade descentralizada.

Estas unidades estão preparadas para suportar os picos de tensão na rede no meses de verão e para actuar como apoio à rede quando necessário. O DESS ainda está em fase de desenvolvimento, mas estudos feitos comprovam que 16 unidades individuais de DESS podem ter uma capacidade nominal de 25 a 50 kW com 2 a 4 horas de capacidade de armazenamento [11]. O objectivo é que as empresas de electricidade passem a controlar, gerir e agregar as unidades de DESS, utilizando uma plataforma de integração para se poder fornecer uma gestão de apoio em grande escala na rede.

Os dispositivos de armazenamento indicados para a implementação deste sistema são as baterias de chumbo ácido, baterias Li-Ion e as *flow batteries*, pois são tecnologias de baixo custo, têm uma duração de vida longa (15 anos ou mais), baixa manutenção e dimensões reduzidas [11].



Figura 2.14 – Sistema distribuído de armazenamento de energia com uma gestão de rede completamente integrada (fonte: <http://opencity.com.br>).

2.9.2. Aplicações industriais e comerciais

O mercado para esta aplicação é composto por consumidores que requerem um valor elevado de fiabilidade do sistema e qualidade de energia. Os utilizadores finais, comerciais e industriais (C&I), procuram geralmente uma fonte de UPS ou geradores de *back-up*. O mercado comercial e industrial é constituído por consumidores de um elevado tempo de consumo de tarifas ou taxas de electricidade ou encargos, cuja elevada procura de consumo de electricidade é caracterizada por um factor de baixa capacidade [11].

As pilhas de combustível, representadas na figura 2.15, também têm uma aplicação a nível industrial, visto terem poder suficiente para alimentar um prédio sem ser preciso recurso a gerador, pois não dependem de linhas de transmissão, e são extremamente silenciosas não perturbando o meio ambiente. Estas também podem ser aplicadas ao sector residencial.



Figura 2.15 – Fuel cell FP-100i da Fuji Electric para uma aplicação industrial (fonte: www.fujielectric.com).

2.9.3. Aplicação residencial

Nesta aplicação os controladores do segmento de mercado residencial incluem a procura de energia de *back-up* com uma fiabilidade elevada em habitações, gestão de energia em casa e futuramente, o *plug-in* de veículos híbridos e eléctricos. Os sistemas de armazenamento também podem ser integrados em sistemas fotovoltaicos residenciais, como ilustra a figura 2.16.

Numa aplicação residencial típica, os sistemas de armazenamento são de pequena dimensão e estão localizados no lado do cliente, apesar de poderem ser geridos pela empresa de electricidade ou por um prestador de serviços. As unidades de armazenamento de energia para aplicações residenciais necessitam de sistemas com capacidades de 1 a 10 kW para 2 a 4 horas de armazenamento, dependendo do uso específico. As opções tecnológicas incluem baterias de chumbo ácido e baterias avançadas de chumbo ácido, baterias Li-ion e sistemas com potencial redox de pequeno porte [11].



Figura 2.16 – Aplicação fotovoltaica residencial (fonte: www.csustentavel.com).

2.9.4. Aplicações para transportes

As aplicações para os veículos referem-se principalmente aos veículos eléctricos e aos veículos híbridos eléctricos. As tecnologias mais procuradas são as baterias, pois são os sistemas mais maduros e tradicionais, sendo as mais utilizadas as baterias de Li-ion e as de NiMH. As baterias de chumbo ácido são as mais estudadas até ao momento, mas não são as mais aconselháveis para este tipo de aplicação devido ao seu “efeito de memória”, ou seja, caso estas baterias sejam descarregadas a uma percentagem superior de 20% da sua capacidade nominal, o seu ciclo de vida fica limitado e não regressam à sua capacidade original, ficando viciadas [4].

Na figura 2.17 é feita uma comparação dos diferentes tipos de baterias mais utilizadas, relativamente à sua economia de combustível, salientando-se que a bateria NiMH é a mais eficiente. Este tipo de bateria é o preferencial nos veículos híbridos eléctricos.

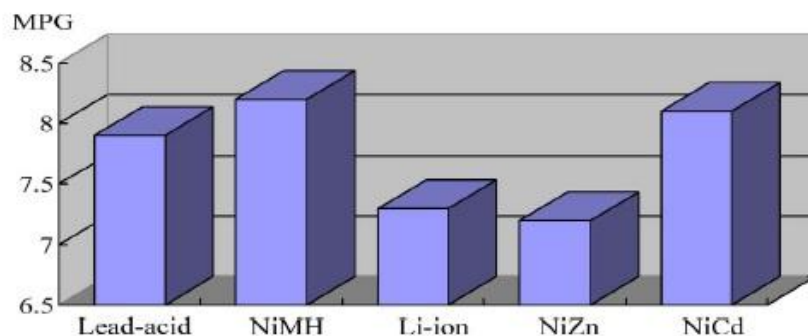


Figura 2.17 – Comparação da economia do fuel (em milhas por galão) dos diferentes tipos de baterias [4].

Outra das tecnologias aplicadas são as pilhas de combustível, representadas na figura 2.18, sendo o seu combustível o hidrogénio. O hidrogénio é um combustível ideal, pois o seu uso não é poluente e tem uma densidade de energia superior ao de qualquer outro combustível, sendo o produto da sua reacção apenas água. Também podem ser utilizados outros tipos de combustível, como hidrocarbonetos e álcoois, ou outros oxidantes que incluem o cloro e o dióxido de cloro, apesar de neste caso os impactos ambientais serem substancialmente superiores.

Ao contrário das baterias electroquímicas, os reagentes das FC devem ser recarregados antes de serem utilizados, sendo necessária a inclusão de um tanque a bordo do veículo. Estes tanques são necessariamente grandes, já que a densidade de energia é relativamente baixa (2,6 kWh/L de hidrogénio líquido em comparação com 6 kWh/L de gasolina) [4].



Figura 2.18 – Autocarros com Pilhas de combustível em circulação em Chicago (esq) e uma Pilha de combustível de um veículo da Mazda (dta) (fonte: www.ocsusa.org).

3. Cenários de potencial armazenamento de electricidade: Metodologia

Sendo o objectivo da dissertação a análise e configuração de cenários potenciais para o armazenamento de electricidade para o sistema energético português, usou-se como base os cenários de produção e consumo gerados pelo modelo TIMES_PT, para o ano 2050. A escolha deste ano tem como objectivo a instalação de um sistema muito distante do actual, onde haverá uma grande participação das energias renováveis. A figura 3.1 mostra a metodologia utilizada.

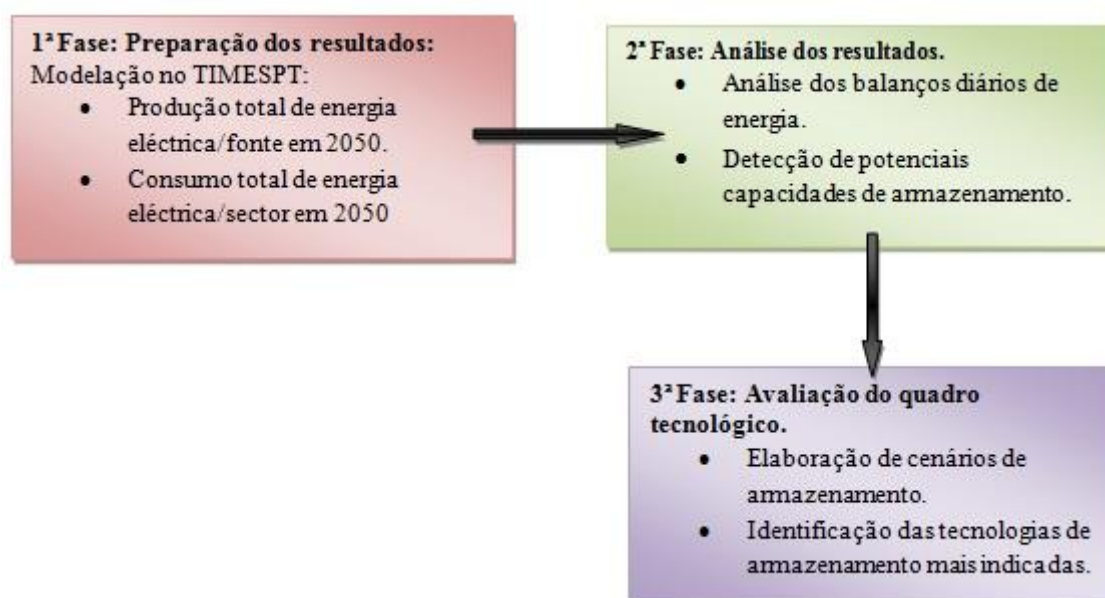


Figura 3.1 – Sistematização da metodologia utilizada na presente dissertação.

Numa primeira fase, foram sistematizados dados referentes aos cenários estudados e a partir de simulações efectuadas, obtidos valores de produção de energia eléctrica por fonte energética e valores de consumo de electricidade por sector consumidor.

Seguidamente, estes resultados foram desagregados por nível de tensão (alta/média/baixa), de modo a poderem ser relacionados entre si numa mesma ordem de grandeza. Esta desagregação por nível de tensão permitiu clarificar a fonte energética (biomassa, solar, eólica, RSU, entre outros) e os sectores consumidores (residencial, comercial ou industrial, por exemplo). Assim o método de uniformização de todos estes resultados, de modo a que se pudessem cruzar, foi de os desagregar consoante o nível de tensão em que produzem/consomem electricidade.

Na segunda fase, para se perceber a existência do potencial para armazenamento, em cada altura do dia de cada estação do ano, foram comparados os valores de produção e de consumo de electricidade.

Por fim, na terceira fase da metodologia e com os resultados obtidos na segunda fase, foram elaborados balanços diários, em que são comparados os níveis de aderência entre a electricidade disponível em cada nível de tensão e o seu consumo, de modo a ser viável um possível

armazenamento de energia eléctrica. Feita esta análise segue-se o enquadramento deste potencial de armazenamento com as tecnologias estudadas no capítulo 2.

Reforça-se o facto de para todas as fases desta metodologia terem sido feitos ensaios para os dois cenários analisados, excepto na última fase, em que foi focado apenas um cenário com características de produção marcantes, por ser o caso de estudo mais interessante.

Apresenta-se a seguir uma breve explicação do modelo TIMES_PT e dos cenários de produção e consumo de electricidade, por constituírem a base de dados de suporte à presente dissertação.

3.1. Modelo TIMES_PT

O modelo TIMES_PT é um modelo tecnológico bottom-up de optimização linear que resulta da implementação para Portugal do gerador de modelos de optimização de economia – energia – ambiente de base tecnológica TIMES desenvolvido pela ETSAP da Agência Internacional para a Energia (AIE). A estrutura genérica do TIMES pode ser adaptada por cada utilizador para simular um sistema energético específico, à escala local, nacional ou multi-regional. São consideradas em simultâneo opções de investimento e operação de determinadas tecnologias, fontes de energia primária e importações e exportações de energia, de acordo com a equação (1) [13].

O modelo encontra a solução tecnológica de menor custo para satisfação da procura de serviços de tecnologia ao longo do período de modelação. A solução óptima do sistema é obtida através da minimização da função objectivo:

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \bullet ANNCOST(r, y) \quad (1)$$

NPV: valor actualizado líquido dos custos totais

ANNCOST: custos anuais totais

d: taxa de actualização

r: região

REFYR: ano de referência para a actualização

YEARS: conjunto de anos do horizonte de modelação + anos passados, caso existam custos de investimentos passados + anos após o horizonte temporal, caso existam custos de desmantelamento e recuperação material.

A função objectivo corresponde à soma actualizada dos custos menos os ganhos totais, ao longo de todo o horizonte temporal.

O modelo TIMES_PT representa o sistema energético Português de 2000 a 2050, incluindo os sectores: oferta de energia primária (refinação e produção de combustíveis sintéticos, importação e recursos endógenos), geração de electricidade, indústria (cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras indústrias), residencial, terciário, agricultura, silvicultura e pescas (apenas a componente de consumo de energia) e transportes, como se verifica na figura 3.2.

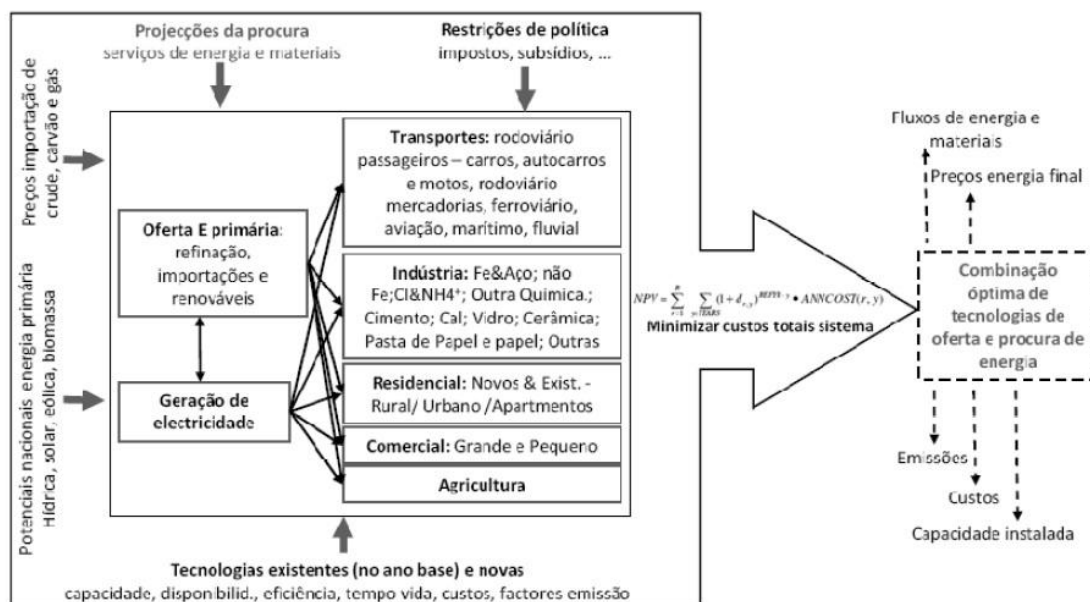


Figura 3.2 - Estrutura do modelo TIMES_PT (Adaptado de [14]).

Em cada sector são modelados em detalhe os fluxos monetários, de energia e de materiais associados às diversas tecnologias de produção e consumo de energia, incluindo balanços de massa para alguns sectores industriais. O modelo TIMES_PT foi calibrado e validado para Portugal para 2005, por agentes de sectores da indústria e energia [15].

A implementação do TIMES_PT exige a especificação de um conjunto de inputs exógenos: i) procura de serviços de energia (ex: iluminação no sector residencial); ii) características técnico-económicas das tecnologias existentes no ano base, assim como das tecnologias futuras (ex: eficiência, rácio input/output, factores de disponibilidade, custos de investimento, operação e manutenção e taxa de actualização); iii) fontes de energia primária disponíveis, actualmente e no futuro, em particular o potencial de utilização de recursos energéticos endógenos, e iv) restrições de política, tais como objectivos de produção ou tectos de emissões [15].

Deve-se referir que estes tipos de modelos, por serem de equilíbrio parcial, não consideram as interacções económicas fora do sector energético, como sejam implicações ao nível do emprego. Para além disso, não são consideradas curvas de procura detalhadas, bem como aspectos irracionais que condicionam o investimento em novas tecnologias mais eficientes, i.e. preferências motivadas por

estética ou estatuto social. Assim, este modelo assume que os agentes têm perfeito conhecimento do mercado, presente e futuro.

Finalmente, importa sublinhar que os modelos de base tecnológica como o TIMES_PT não acomodam decisões e raciocínios de mercado baseados no preço, mas tomam opções com base no custo, quer de tecnologias quer dos recursos energéticos [15].

Os resultados obtidos pelo TIMES_PT para a elaboração da presente dissertação abrangeram resultados de capacidade instalada das diversas tecnologias de produção de energia eléctrica, produção de energia eléctrica por tecnologia, consumo de energia eléctrica por sector, produção e consumo de energia eléctrica desagregada por alta, média e baixa tensão durante as *time slices* dia, pico e noite, perdas na rede de transmissão da rede eléctrica, perdas na transformação de alta para média tensão e perdas na transformação de média para baixa tensão.

3.2. Caracterização dos cenários utilizados

No âmbito do estudo foi analisado um conjunto alargado de cenários até 2050, tendo-se seleccionado dois cenários distintos, o -50F e o descentralizado. O **cenário -50F** traduz uma redução de 50% de emissões de gases com efeito de estufa em 2050 face às emissões verificadas em 1990, tendo como base o designado cenário Fénix (F). Este cenário F representa um desvio de rota e estratégia no desenvolvimento nacional, correspondendo ao renascimento da economia Portuguesa, traduzido por um aumento da competitividade e numa reestruturação económica do país, privilegiando o investimento e políticas na produção de bens transaccionáveis e na aposta em serviços de valor acrescentado. Uma população altamente motivada e com elevadas taxas de confiança catalisa a reestruturação do Estado e da economia nacional reduzindo os valores da economia paralela e da dívida pública. A maior capacidade para atrair investimento, aliado a uma população e indústria qualificadas e com grande capacidade de inovação permitem a renovação e modernização do tecido industrial nacional. Este cenário pressupõe portanto um crescimento económico mais acentuado e uma modernização da sociedade e do desenvolvimento humano superiores ao cenário em que nos encontramos hoje em dia [15].

No cenário F privilegia-se o investimento e políticas na produção de bens transaccionáveis e serviços de valor acrescentado, um aumento do peso da indústria no PIB, em particular em actividades industriais mais exigentes em competências e conhecimentos, bem como um decréscimo do peso relativo dos serviços. Ocorre também um menor crescimento do tráfego de passageiros de curta distância e menor dependência do transporte individual e um reforço do transporte ferroviário no trânsito nacional de mercadorias.

Numa análise dos vectores tecnológicos são tomadas em consideração as seguintes *assumpções*: na tecnologia fóssil, a obrigatoriedade de produção de electricidade de 30% de origem fóssil; na tecnologia solar, a redução de custos de investimento até 2050; na tecnologia de ondas e vento off-

shore, a redução de custos de investimento até 2050; no veículo eléctrico, a redução de custos de investimento até 2050 e a imposição de veículos eléctricos em pkm urbanos [15].

O **cenário descentralizado** tem os seguintes pressupostos [15]:

- Expectativa da alteração do paradigma da geração de electricidade de um quadro centralizado para a geração descentralizada que se traduz actualmente em investimento por parte dos agentes económicos e governos em *smart grids* e geração descentralizada;
- Em Portugal, opção de política explícita, com quadro de incentivos à promoção da microgeração;
- Existência de competências e de interesses nacionais na cadeia de valor das *smart grids*, como vector de desenvolvimento de I&D e de serviços;
- Alteração do perfil da electricidade transmitida e distribuída: aumento da electricidade de baixa tensão;
- Objectivo (obrigação) de mínimo de 30% de electricidade de baixa tensão no total de electricidade gerada;
- Redução dos custos de investimento das tecnologias de microgeração em 50% e em 20%, face à curva expectável de evolução, a partir de 2020 (figura 3.3 e 3.4);

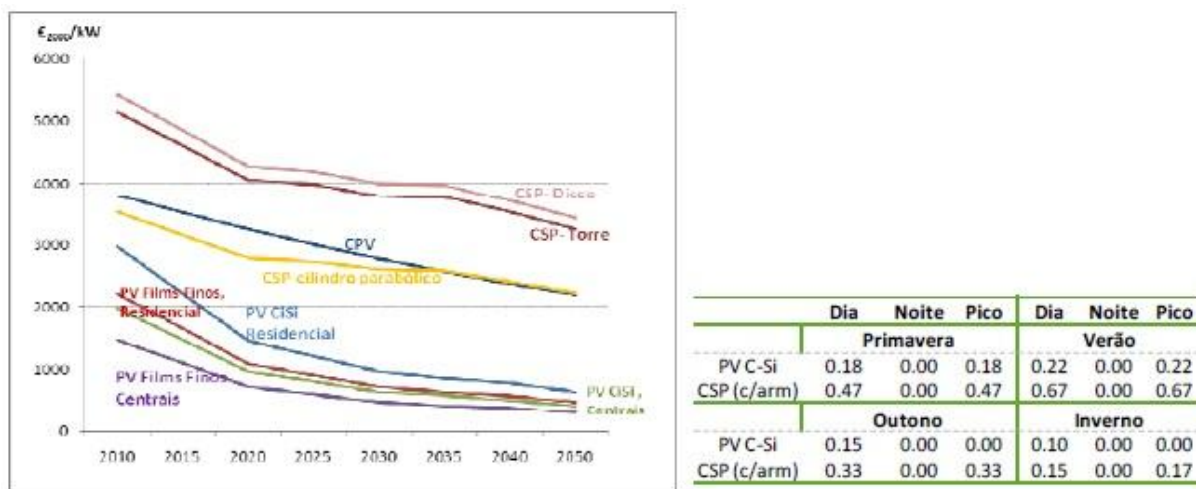


Figura 3.3 - Evolução do custo de investimento das tecnologias de solar (esq) e factores de disponibilidade (dir) [15].

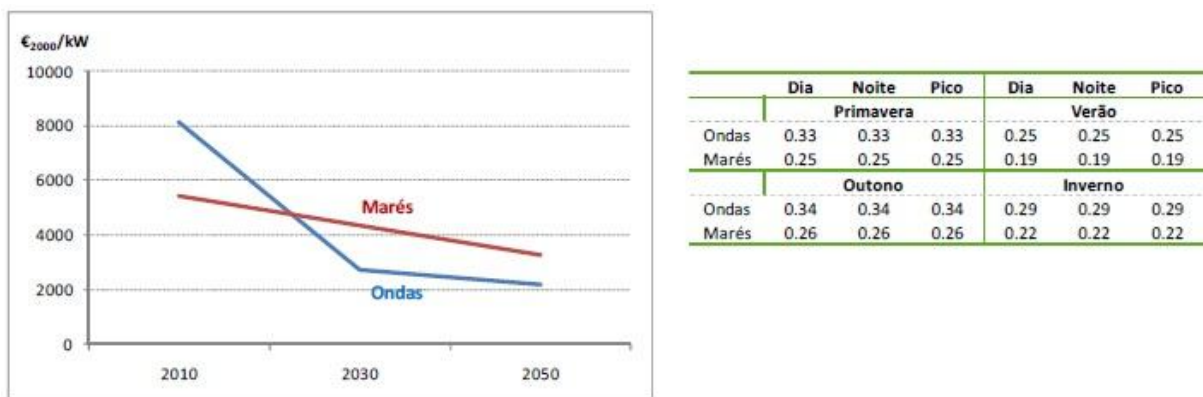


Figura 3.4 - Evolução do custo de investimento das tecnologias das ondas (esq) e factores de disponibilidade (dir) [15].

- Objectivo (obrigação) de mínimo de capacidade instalada em PV descentralizada (*roof*) e microeólicas combinado com a redução dos custos de investimento das tecnologias de microgeração em 50%. Os mínimos de capacidade instalada foram estimados da seguinte forma:
 - Instalação em 2050 de capacidade de micro PV correspondente a um painel de 3,5 kW em 60% das habitações (15% em 2030) e capacidade de micro-eólica correspondente a uma turbina de 2,5 kW em 30% das habitações (3% em 2030);
 - Instalação em 2050 de capacidade de micro PV e micro eólicas correspondente a 70% das necessidades energéticas para iluminação pública + 70% iluminação nos edifícios de serviços + 70% outros usos eléctricos nos serviços (audio-visuais, informática, etc) + 50% arrefecimento e refrigeração (em 2030 20% em vez de 70% e 10% em vez de 50%).

Estas condições são impostas no cenário F com tecto de emissões de carbono, por se considerar que assim estão criadas condições mais favoráveis à entrada de novas tecnologias.

3.2.1. Capacidade instalada no sector electroprodutor em 2050

A capacidade instalada consiste na capacidade máxima instalada que limita o máximo de produção, neste caso, do sector electroprodutor. É necessária a sua análise, de um modo comparativo entre os cenários estudados, de modo a ser perceptível quais as tecnologias com maior destaque em cada um. A figura 3.5 analisa a capacidade instalada de cada tecnologia nos diferentes cenários, com uma comparação também com o cenário F.

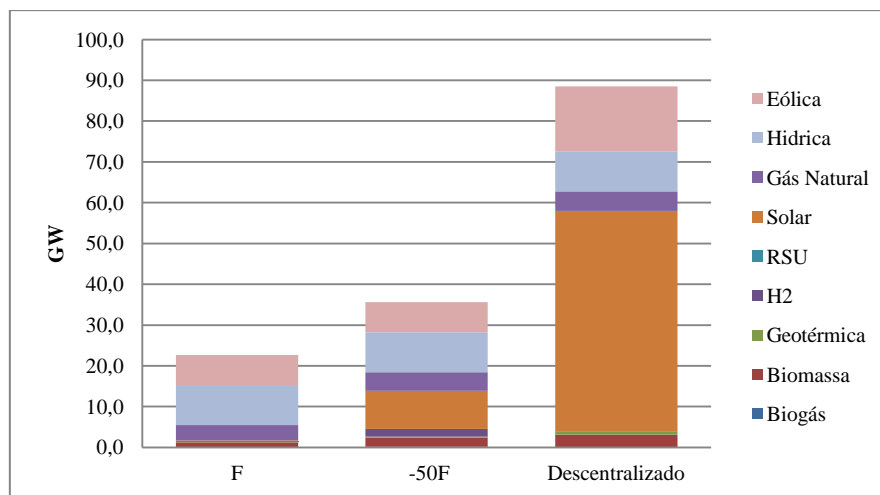


Figura 3.5 – Capacidade instalada no sector electroprodutor, em 2050.

Observa-se uma capacidade instalada muito elevada no cenário descentralizado, relativamente aos restantes cenários, devido principalmente à instalação do sistema de produção eléctrica por fonte solar, caracterizado por um factor de disponibilidade baixo (figura 3.3). Como é um cenário maioritariamente de microprodução, justifica a elevada capacidade instalada de produção de energia solar, pelos painéis fotovoltaicos, seguida da eólica, pela micro-eólica.

No cenário F não se verifica capacidade instalada para a produção de energia solar, já que contrariamente ao cenário descentralizado, neste cenário não entra a produção de microgeração, e a energia eólica produzida é totalmente produzida on-shore. A capacidade instalada para a produção de electricidade através de gás natural e energia hídrica mantém-se constante nos três cenários, pois são os tipos de tecnologias mais utilizados para satisfazer as necessidades dos picos de consumo de energia eléctrica.

3.2.2. Produção total de electricidade

É importante ter conhecimento sobre a evolução da produção total de electricidade a partir do ano em que o TIMES_PT está validado para o sistema eléctrico português até ao ano em análise, para que se possa avançar para uma análise mais aprofundada para o ano de 2050. As figuras 3.6 a 3.8 ilustram a evolução da produção de energia eléctrica ao longo do tempo, para que se possa ter uma percepção do aumento das necessidades energéticas a nível nacional.

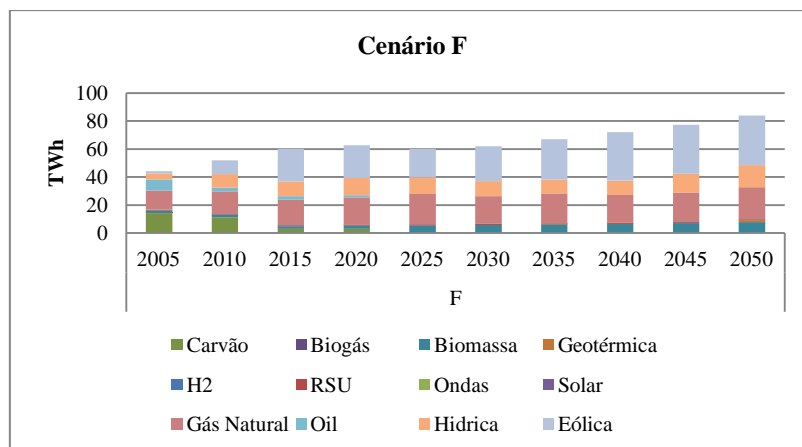


Figura 3.6 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário F, em TWh.¹

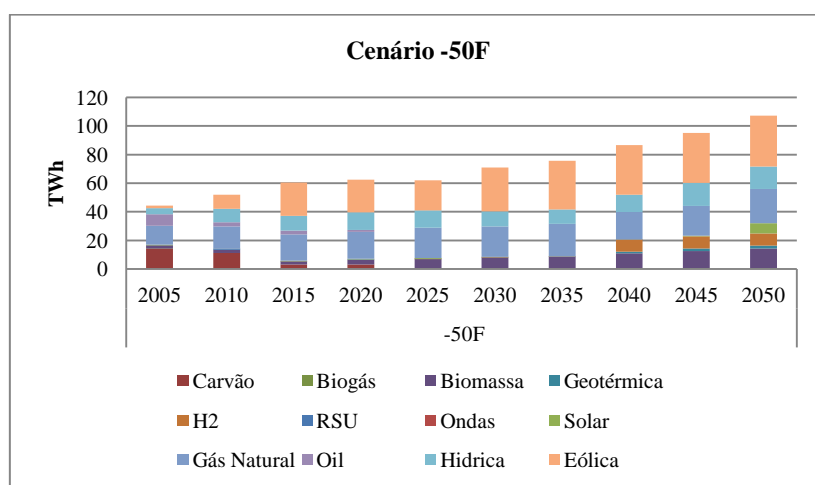


Figura 3.7 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário -50F, em TWh.

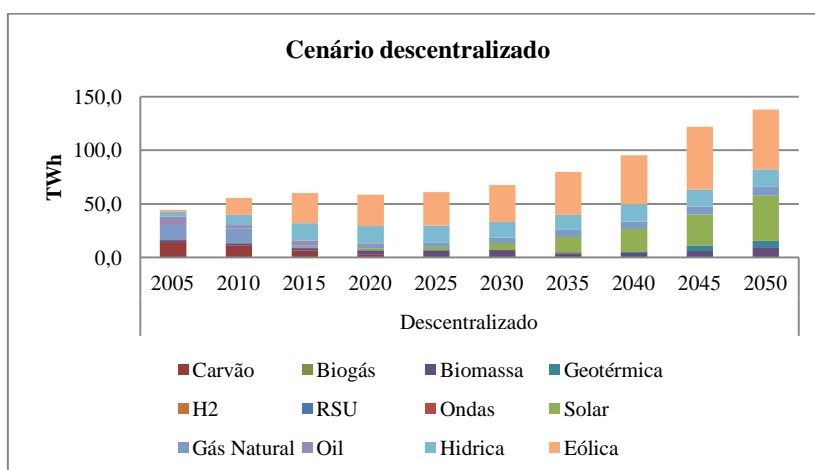


Figura 3.8 – Produção total de electricidade por fonte até 2050 no cenário descentralizado, em TWh.

¹ Todos os resultados e conclusões na presente dissertação estão em TWh e GWh e não em PJ, como indica o Sistema Internacional de Unidades, para tornar os resultados mais perceptíveis e fáceis de analisar.

Apesar do cenário F estar representado apenas para servir como base de comparação, verifica-se em todos os cenários que a produção de energia eólica predomina e que a produção de electricidade através de recursos fósseis se extingue com o passar dos anos, não existindo produção através de carvão e oil a partir de 2025, sendo o gás natural o único recurso fóssil que permanece até 2050.

De notar o aumento significativo de produção nos cenários com um tecto de emissões, resultado da estratégia adaptada pelo modelo para cumprir as restrições, ou seja, apostar na electrificação do sistema como forma de satisfazer as necessidades de procura de serviços de energia.

O modelo TIMES_PT divide o ano em estudo pelas quatro estações do ano, e divide cada dia em períodos de dia, pico e noite. Estas três *time slices* são os factores de análise deste estudo. A tabela 3.1 mostra o número de horas representativas de cada *time slice*.

Tabela 3.1 – Número de horas de cada *time slice*.

Estações do ano	Outono			Primavera			Verão			Inverno		
<i>Time slice</i>	Dia	Pico	Noite	Dia	Pico	Noite	Dia	Pico	Noite	Dia	Pico	Noite
Número de horas	12	1	11	11	1	12	12	1	11	11	1	12

As figuras 3.9 e 3.10 representam a produção total de electricidade por fonte energética desagregada por cada *time slice*, possibilitando uma análise em maior detalhe da produção de cada fonte tecnológica nas diferentes *time slices*.

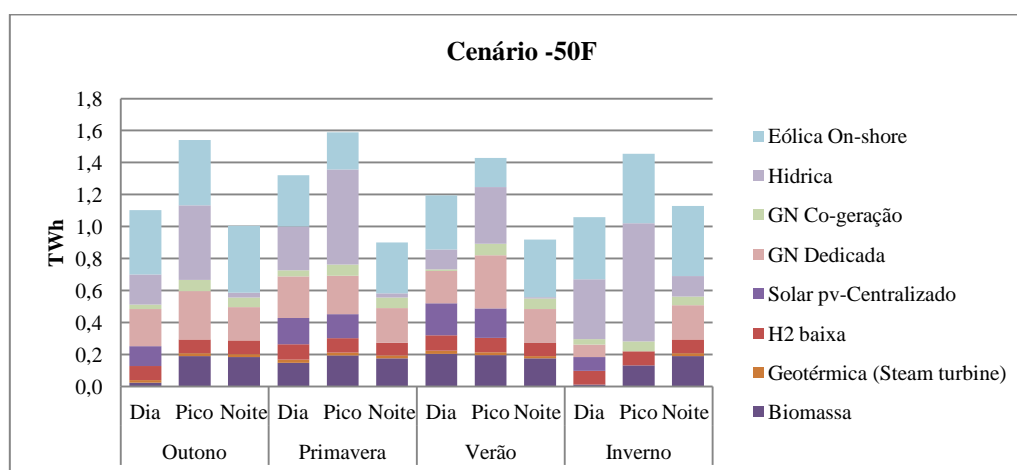


Figura 3.9 – Produção total de electricidade por fonte energética no cenário -50F, no ano 2050.

No cenário -50F, a produção de energia hídrica é predominante no Inverno, devido às condições climáticas favoráveis, enquanto a eólica on-shore se mantém constante nos períodos dia e noite, sofrendo uma diminuição na produção nos períodos de pico, alturas em que a produção por gás natural predomina. Neste cenário não se verifica produção por tecnologias de microgeração, todas as

tecnologias em funcionamento estão relacionadas com a produção centralizada de energia, essencialmente por razões de custo da tecnologia.

No cenário descentralizado a realidade é diferente, como se pode verificar na figura 3.10, pois a produção por energia solar é predominante, seja centralizada ou painéis fotovoltaicos. A produção por fonte fóssil (gás natural) é inferior ao cenário -50F, apesar de continuar presente principalmente nas alturas de pico e noite, regiões que coincidem com a inexistência de energia solar.

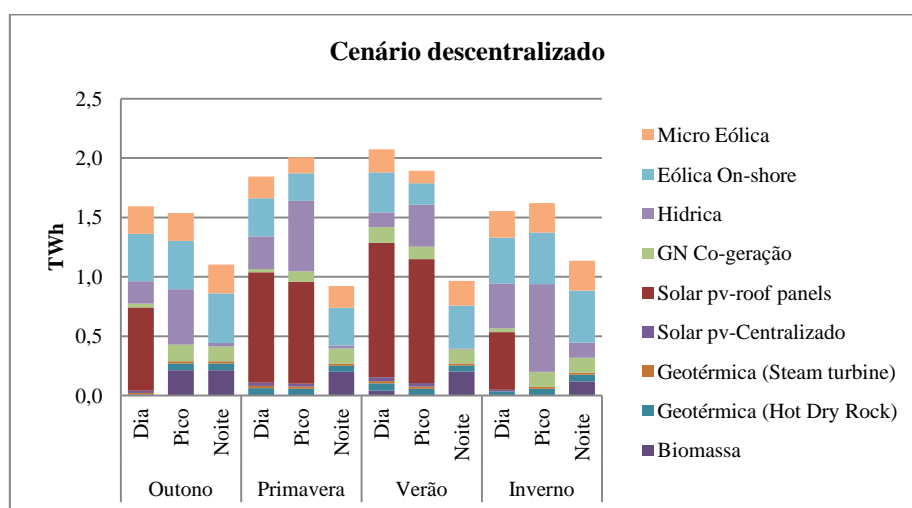


Figura 3.10 - Produção total de electricidade por fonte energética no cenário descentralizado, em 2050.

3.2.3. Consumo de electricidade por sector energético

A electricidade é produzida de modo a satisfazer as necessidades de consumo, para tal é importante saber qual o consumo de electricidade e quais os sectores em que este é superior ou inferior. A análise que se segue está representada nas figuras 3.11 e 3.12, sendo feita do mesmo modo que a anterior, mas para o consumo de energia eléctrica, dividido por tipo de sector.

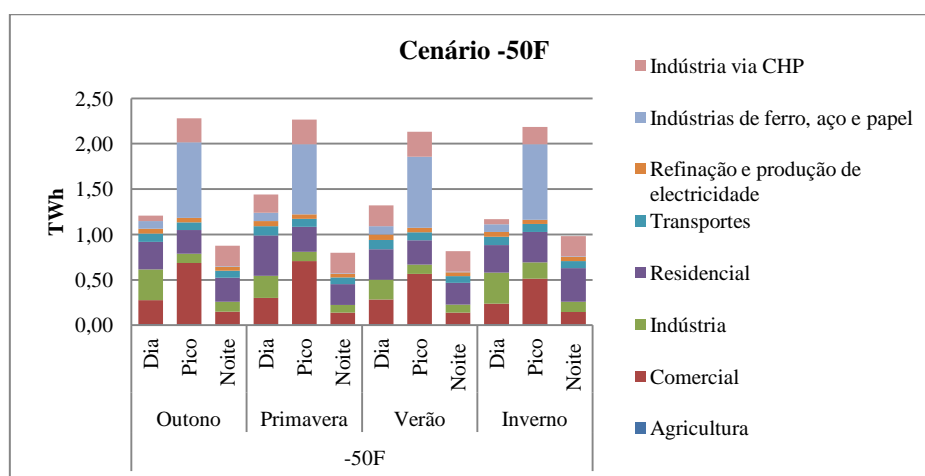


Figura 3.11 – Consumo de electricidade por sector energético no cenário -50F, em 2050.

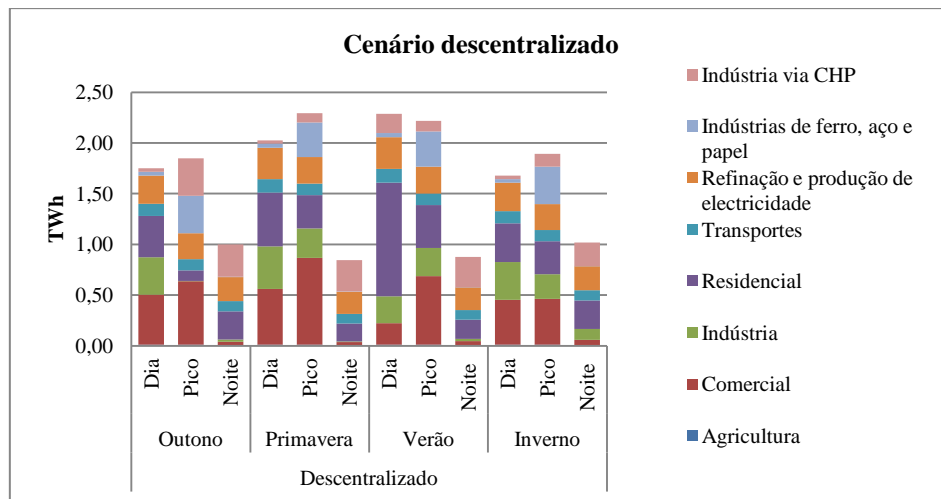


Figura 3.12 – Consumo de electricidade por sector energético no cenário descentralizado, em 2050.

No cenário -50F o consumo é maioritariamente nos sectores da indústria, tal como é de esperar visto ser um cenário de produção centralizada de energia, seguido dos sectores comercial e residencial. No cenário descentralizado o consumo no sector residencial destaca-se, devido à produção descentralizada de energia, seguido do sector comercial. Neste cenário o consumo de electricidade no sector dos transportes é ligeiramente superior ao do cenário -50F, devido ao aumento da circulação dos veículos eléctricos.

Os cenários de produção e de consumo de electricidade aqui representados e que foram elaborados no âmbito de um estudo para além da presente dissertação, continuam a base de dados sobre a qual se irá trabalhar no sentido de apurar sobre o potencial de armazenamento de electricidade no sistema eléctrico português, no longo prazo.

4. Cenários de Potencial de Armazenamento de electricidade: Resultados

Neste capítulo serão apresentados resultados de produção e consumo de energia eléctrica em cada estação do ano, por fonte tecnológica e por sector, respectivamente, sendo posteriormente desagregados por alta, média e baixa tensão. São também apresentados resultados provenientes das perdas na rede de transmissão e nas transformações de alta para média e de média para baixa tensão. Estes resultados são essenciais para a análise dos balanços, de que resultam cenários de potencial armazenamento de electricidade, e para a escolha dos tipos de tecnologias a utilizar.

4.1. Perdas

A energia produzida nas centrais é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição, que a veiculam até às instalações dos consumidores. Uma parte da energia produzida, nomeadamente a proveniente de energias renováveis, é injectada directamente nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção associada.

A actividade de transporte de energia eléctrica integra o desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), das suas interligações com outras redes e a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

O processo de transporte de energia eléctrica apresenta perdas de diversas naturezas: por efeito de Joule nos condutores e nos enrolamentos dos equipamentos, perdas devido à histerese dos transformadores e perdas por corrente de fuga nos isoladores.

No sistema eléctrico nacional, a actividade de transporte é exercida, mediante a atribuição de uma concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público, pela entidade REN, Redes Energéticas Nacionais. A figura 4.1 ilustra um sistema unidireccional de produção de energia eléctrica. As redes de distribuição possibilitam o escoamento da energia eléctrica que flui dos centros electroprodutores e das interligações às subestações da RNT para as instalações consumidoras. Além das linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. Fazem ainda parte das redes de distribuição, as instalações de iluminação pública e as ligações a instalações consumidoras e a centros electroprodutores.

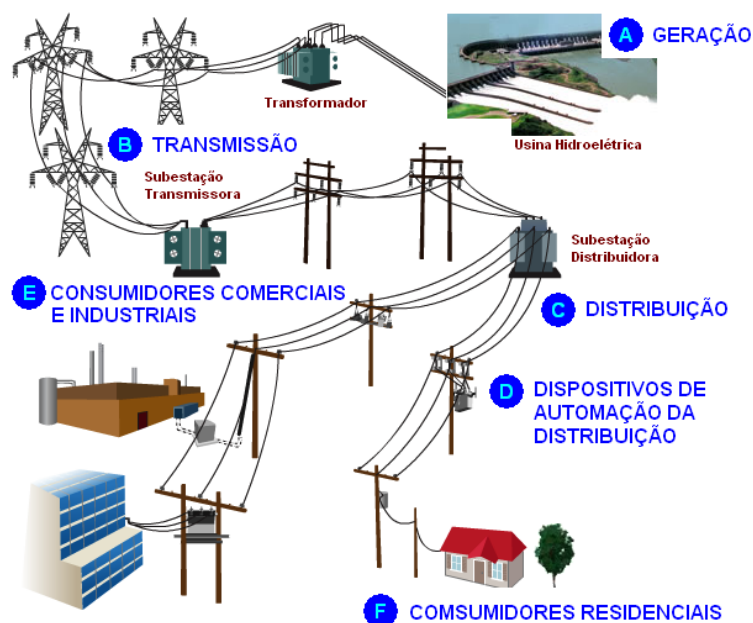


Figura 4.1 – Sistema tradicional unidireccional de produção de energia eléctrica (fonte: <http://pantojaindustrial.com>).

As redes de distribuição, à semelhança da rede de transporte, vão evoluindo ao longo do tempo, sendo necessário o seu reforço e modernização, designadamente no que respeita à capacidade de satisfação dos consumos com os necessários níveis de qualidade e minimizando as perdas nas redes. De igual modo, as redes devem adaptar-se à evolução geográfica dos consumos e dos novos centros electroprodutores, assegurando a sua ligação à rede com características técnicas adequadas.

Para o cálculo do potencial de armazenamento não foram consideradas as perdas que constam na ERSE, pois só existiam valores de percentagens até ao ano de 2009. Assim, foram consideradas as perdas na rede assumidas pelo modelo TIMES_PT. A tabela 4.1 sintetiza as percentagens das perdas ao longo do tempo desde o ano base.

Tabela 4.1 – Perdas na rede assumidas no TIMES_PT.

	2005	2010	2020	2030	2040
Perdas na rede de transporte	1,34%	1,58%	1,63%	1,63%	1,63%
Perdas na transformação de alta para média tensão	3,84%	4,07%	4,12%	4,12%	4,12%
Perdas na transformação de média para baixa tensão	6,19%	6,42%	6,46%	6,46%	6,46%

As percentagens de perdas utilizadas foram as referentes ao ano 2040, por serem as mais próximas do ano em estudo. Relativamente aos dois cenários estudados, -50F e descentralizado, o nível de perdas para cada estação do ano é apresentado nas figuras 4.2 e 4.3, para as várias estações do ano.

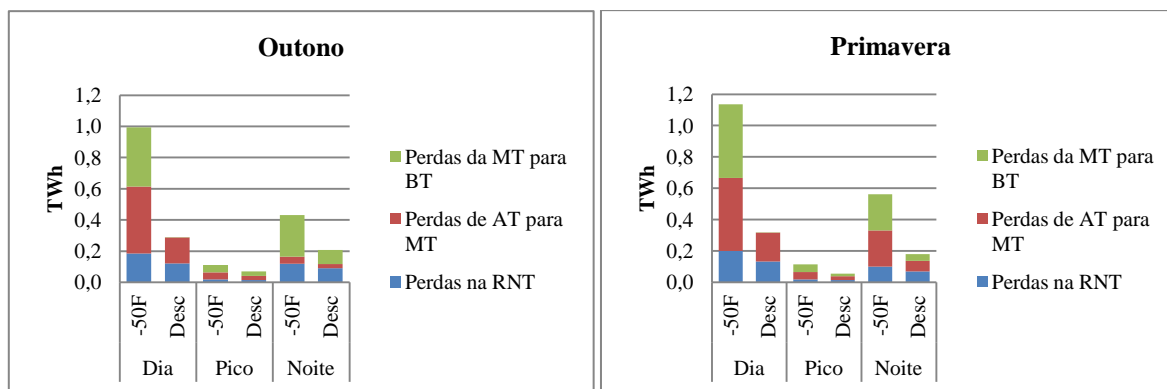


Figura 4.2 – Perdas na rede de transmissão e distribuição, no Outono (esq) e na Primavera (dta).

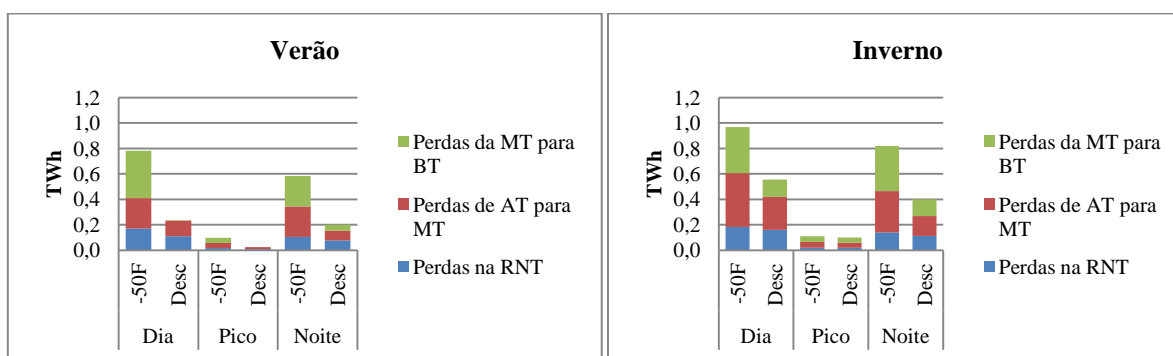


Figura 4.3 – Perdas na rede de transmissão e distribuição, no Verão (esq) e no Inverno (dta).

Em qualquer estação, verifica-se que as perdas são muito superiores no cenário -50F, assumindo o mesmo comportamento em todas as estações. Na figura 4.4 é analisada a representatividade média das perdas, foi escolhida apenas uma estação, para não tornar a apresentação do estudo muito exaustiva.

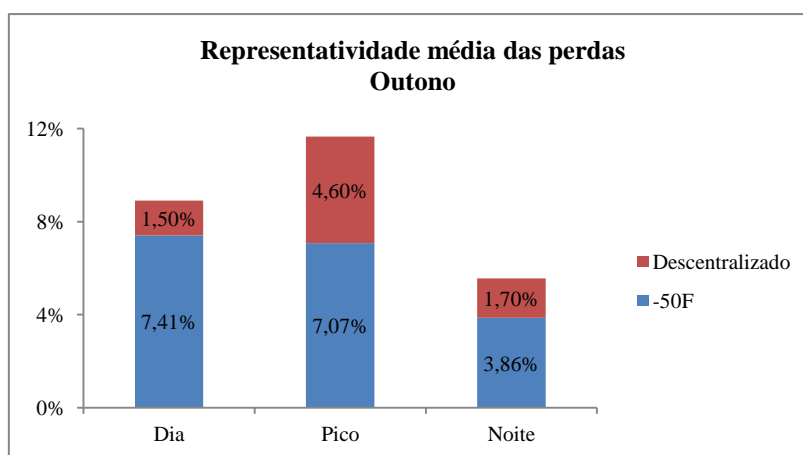


Figura 4.4 – Representatividade média das perdas no Outono.

Na análise das perdas existentes na rede, estudando-as a nível percentual, verifica-se que a sua representatividade média é muito menor no descentralizado do que no -50F, pois as perdas são

menores num sistema distribuído em relação aos sistemas centralizados, devido ao comprimento das linhas, que quanto maior forem, mais sofrem por perdas de Joule.

4.2. Potencial de armazenamento

O potencial de armazenamento é resultado da análise de três fases: análise por nível de tensão do consumo, análise por nível de tensão da produção e análise de tensão do potencial de armazenamento. Como a produção de electricidade que sai das centrais não é a mesma que chega aos consumidores, tal como foi explicado anteriormente, foram aplicados os valores das perdas acima referidos aos resultados da produção de energia eléctrica.

4.2.1. Análise por nível de tensão da produção de electricidade

As produções de electricidade no ano 2050, nos dois cenários estudados são sistematizadas nas figuras 4.5 e 4.6. No cenário -50F, a grande produção de electricidade é feita em AT, pois é proveniente de uma produção centralizada de energia, essencialmente de grandes centrais a gás natural, eólicas e hídricas. Aqui, toda a electricidade é produzida em alta tensão, sendo posteriormente transformada e distribuída em MT e BT para satisfazer as necessidades de consumo.

No cenário descentralizado, a produção mais elevada é em BT no período dia, baixando depois consideravelmente no pico, em que o suporte é feito maioritariamente em AT. Esta elevada produção em BT deve-se ao facto de neste cenário existir uma obrigatoriedade de produção de 30% em BT, visto se tratar de um cenário descentralizado, que considera uma rede eléctrica distribuída. Assim, a produção é consideravelmente superior de dia relativamente à noite, pois esta é feita na sua maioria por micro fotovoltaica, que logicamente é impossibilitada de funcionar no período nocturno. O pico é assegurado pela MT e AT, pois é nestas alturas que a produção industrial de electricidade é necessária, já que responder às alturas de pico com renováveis se torna complicado devido à disponibilidade dos recursos existentes na hora.

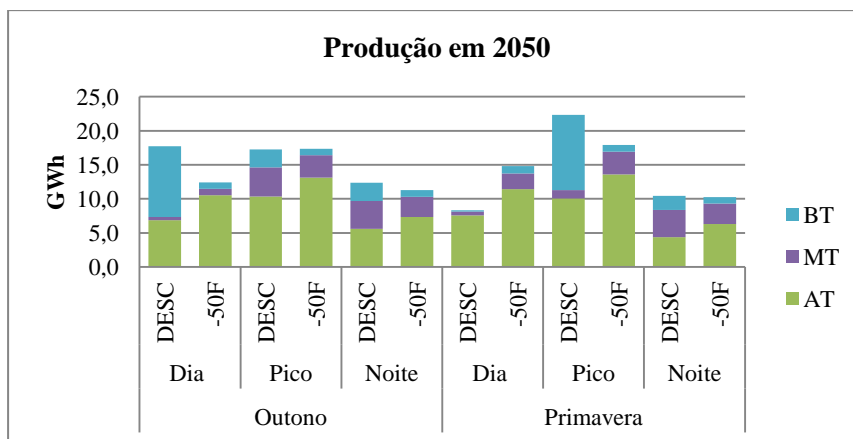


Figura 4.5 – Produção de energia eléctrica por nível de tensão no Outono e Primavera.

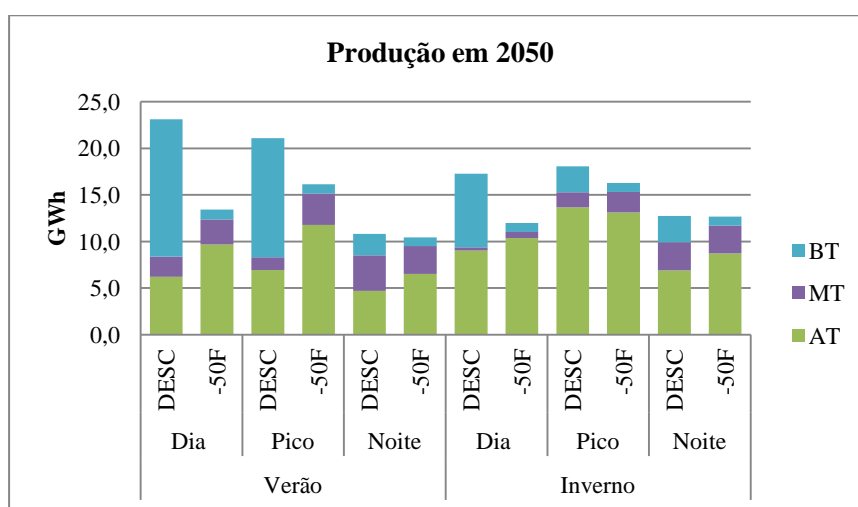


Figura 4.6 – Produção de energia eléctrica por nível de tensão no Verão e Inverno.

4.2.2. Análise por nível de tensão do consumo de electricidade

Os consumos de electricidade no ano 2050, nos dois cenários estudados são sistematizados nas figuras 4.7 e 4.8. Nota-se que no cenário -50F, o consumo em média tensão é sempre superior nas regiões de pico, pois nestas a maioria da energia consumida é proveniente das indústrias. Nas restantes alturas o consumo é maioritariamente em baixa tensão, pois está direccionado para os sectores residencial e comercial.

No cenário descentralizado, o consumo é maioritariamente em baixa tensão, sendo o sector residencial e o comercial, os principais consumidores da baixa tensão. Outro motivo para o consumo em baixa tensão ser tão elevado neste cenário, é o facto da electricidade produzida ser obrigatoriamente de 30% em baixa tensão. O consumo em média tensão é bastante inferior em relação ao do cenário -50F, pois com a distribuição de energia, a produção centralizada diminui.

No cenário -50F, verifica-se que o consumo em AT atinge o seu pico na região dia, sendo semelhante nas restantes *time slices*. Na MT e BT o consumo é superior nas alturas de pico. Assim, verifica-se que o maior consumo é atingido em diferentes *time slices* nos diferentes níveis de tensão.

No cenário descentralizado, só a MT atinge o pico de consumo na *time slice* pico, pois a AT e BT têm o seu pico de consumo durante a *time slice* dia. O consumo mais elevado nota-se ao nível da BT no período de dia, pois sendo um cenário descentralizado, o grande consumo é feito ao nível residencial.

Na MT, é nas horas de pico que se verifica um maior consumo, devido aos consumos a nível industrial. Este consumo aumenta a corrente nas linhas, que por sua vez aumenta também as suas perdas. Isto corresponde a um aumento da energia reactiva que a rede tem de fornecer. Portanto, maiores consumos e maiores distâncias significam a necessidade de um maior fornecimento de energia activa para compensar as perdas activas na linha.

No cenário descentralizado, a energia activa que é necessário fornecer para suprimir as perdas nas linhas diminui, porque a geração está perto do consumo, resultando num consumo mais baixo em MT.

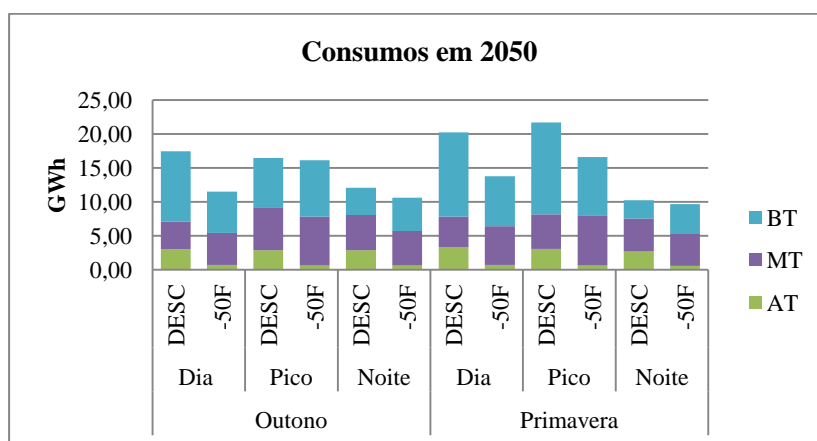


Figura 4.7 – Consumo de electricidade por nível de tensão em 2050, no Outono e Primavera.

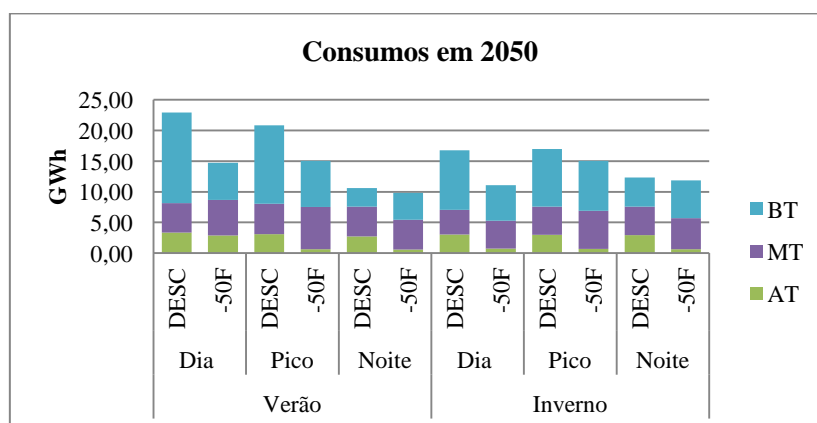


Figura 4.8 – Consumo de electricidade por nível de tensão em 2050, no Verão e Inverno.

4.2.3. Análise da electricidade disponível vs consumo por nível de tensão

A electricidade disponível é calculada a partir da produção com as perdas existentes na rede aplicadas, tal como está esquematizado na figura 4.9. Na obtenção da MT, a electricidade disponível em AT que é transformada para MT, após sofrer perdas de transformação de AT para MT, é somada com a própria produção em MT, resultando na electricidade disponível para consumo em MT. O mesmo se processa para a produção disponível em BT.



Figura 4.9 – Representação esquemática da obtenção da produção de electricidade disponível para consumo nos diferentes níveis de tensão.

No final, ao serem considerados os valores de produção, consumo e perdas na totalidade, conclui-se que o total de produção é igual ao somatório do total de perdas com o total do consumo, originando um saldo nulo, provando-se assim que em ambos os cenários a produção satisfaz todas as necessidades de consumo. A electricidade disponível vs consumo em ambos os cenários nas quatro estações do ano é ilustrada nas figuras 4.10 a 4.13.

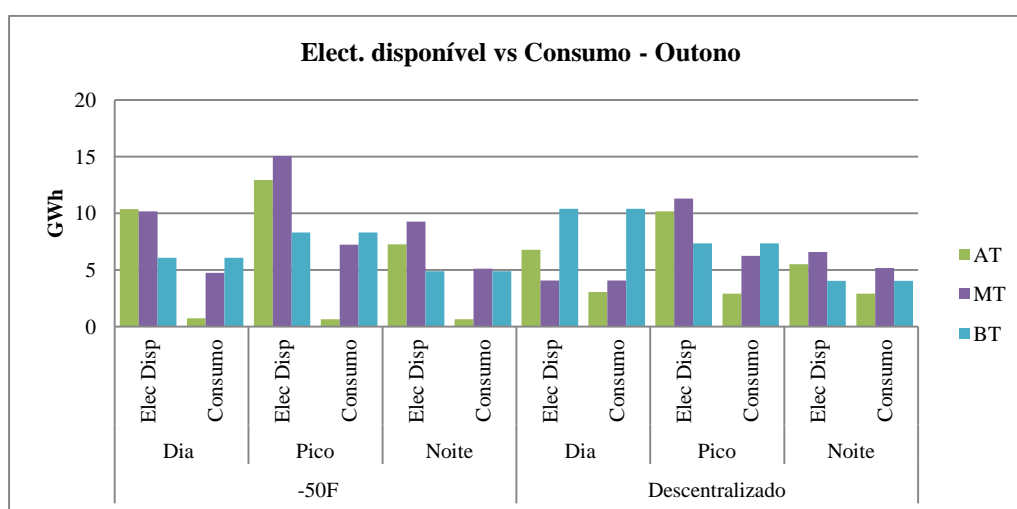


Figura 4.10 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Outono.

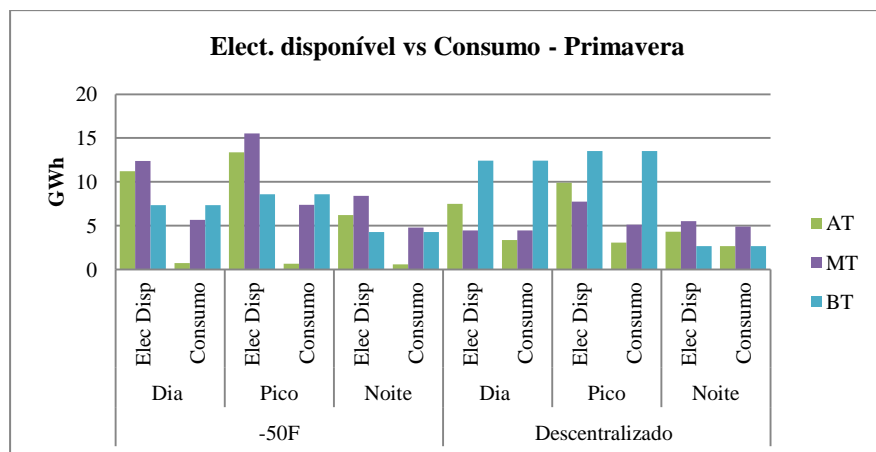


Figura 4.11 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, na Primavera.

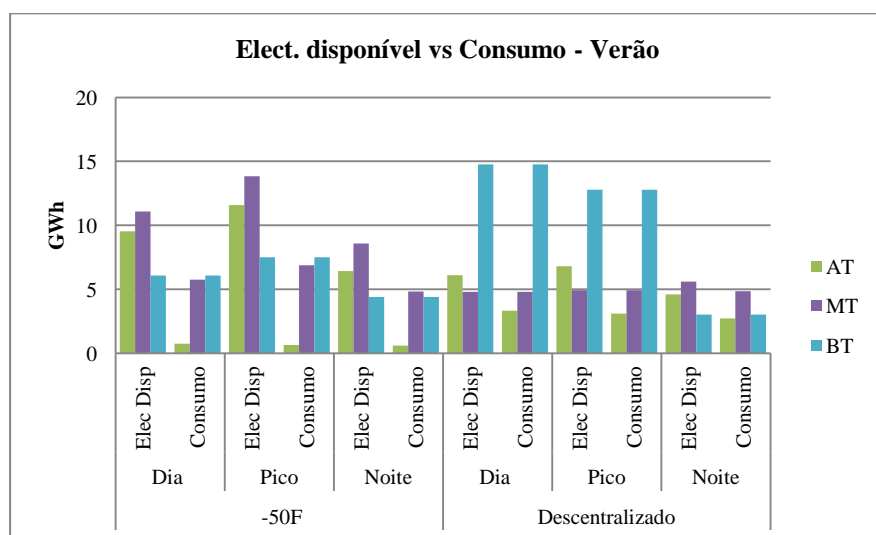


Figura 4.12 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Verão.

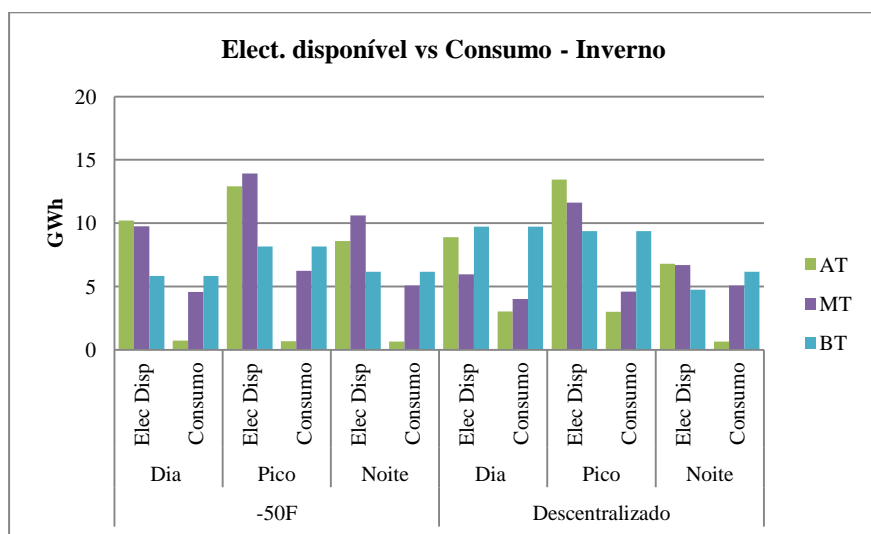


Figura 4.13 – Comparação da electricidade disponível em cada nível de tensão com o consumo de electricidade, no Inverno.

Considere-se o Outono para uma análise mais detalhada, já que os gráficos apresentam o mesmo tipo de comportamento, em qualquer uma das estações do ano.

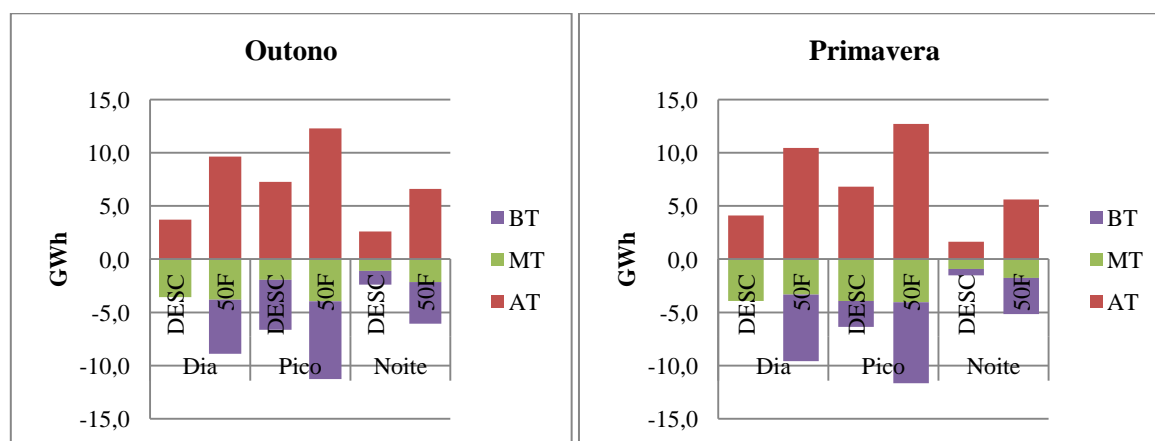
No cenário -50F existem grandes discrepâncias entre a electricidade produzida e o consumo em AT e MT, sendo apenas na BT verificada uma igualdade entre a electricidade produzida e o consumo, existindo assim uma aderência total na sobreposição destas duas variáveis em estudo. Esta aderência é superior no cenário descentralizado, pois verifica-se não só na BT, como na MT, com uma aderência perfeita no dia, existindo umas ligeiras discrepâncias no pico e noite. Em ambos os cenários a tensão mais discrepante é a AT, sendo a electricidade disponível muito superior ao consumo, pois o consumo em AT é muito reduzido, sendo apenas a nível industrial.

A oportunidade de armazenamento resulta nas discrepâncias existentes na electricidade produzida, em cada nível de tensão, face ao consumo, ou seja, da sua “não aderência” perfeita, ao longo das 24 horas.

4.3. Cenários de armazenamento de electricidade em Portugal

O objectivo desta análise é avaliar sobre a possibilidade de produzir mais energia eléctrica de noite, para que esta possa ser armazenada de modo a poder ser utilizada na altura de pico, zona em que a electricidade é mais cara.

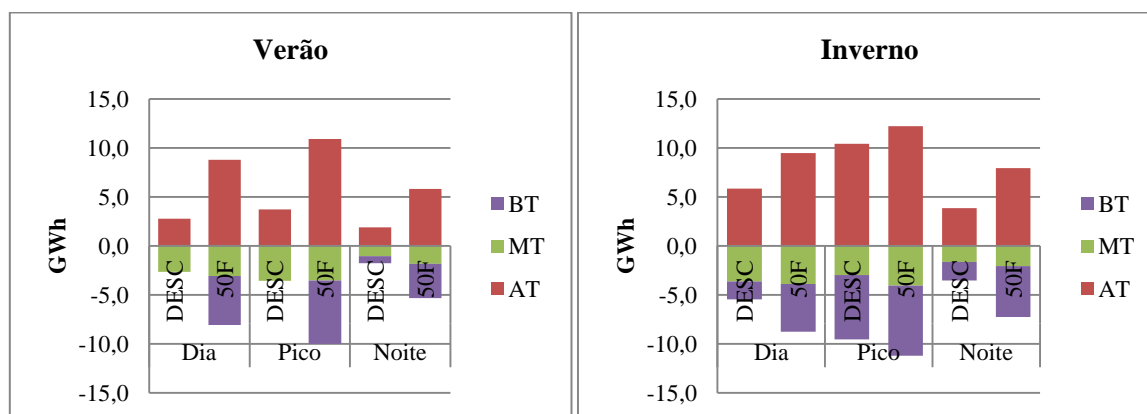
É feito um balanço diário, para cada nível de tensão, em que consta a diferença entre a produção de electricidade e o consumo de energia eléctrica, possibilitando assim apurar as discrepâncias entre produção e consumo. As figuras 4.14 a 4.17 possibilitam a visualização da aderência e da discrepância, a cima referidas. Os valores que originam estes gráficos seguem nas tabelas 4.2 e 4.3, para uma melhor percepção dos resultados.



Figuras 4.14 e 4.15 – Análise da aderência resultante do balanço diário, no Outono (esq) e na Primavera (dta).

Tabela 4.2 – Resultados do balanço diário no Outono e na Primavera, em ambos os cenários.

	Outono						Primavera					
	Dia		Pico		Noite		Dia		Pico		Noite	
	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F
AT	3,7	9,6	7,3	12,3	2,6	6,6	4,1	10,5	6,8	12,7	1,6	5,6
MT	-3,6	-3,8	-1,9	-4,0	-1,1	-2,2	-3,9	-3,3	-3,9	-4,1	-0,9	-1,8
BT	0,0	-5,1	-4,7	-7,3	-1,3	-3,9	0,0	-6,3	-2,5	-7,6	-0,6	-3,4



Figuras 4.16 e 4.17 – Análise da aderência resultante do balanço diário, no Verão (esq) e no Inverno (dta).

Tabela 4.3 – Resultados do balanço diário no Verão e no Inverno, em ambos os cenários.

	Verão						Inverno					
	Dia		Pico		Noite		Dia		Pico		Noite	
	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F	DESC	-50F
AT	2,8	8,8	3,7	10,9	1,9	5,8	5,8	9,5	10,4	12,2	3,8	7,9
MT	-2,7	-3,1	-3,6	-3,5	-1,1	-1,9	-3,6	-3,9	-3,0	-4,1	-1,6	-2,1
BT	0,0	-5,0	0,0	-6,5	-0,7	-3,5	-1,8	-4,9	-6,6	-7,2	-1,9	-5,2

Para se poder apurar um potencial de armazenamento no período da noite, tem que se ter em atenção quais as tecnologias a produzir nesse período e qual a respectiva capacidade. Na tabela 4.4 apresentam-se as características destas tecnologias para o cenário descentralizado. Escolheu-se este cenário, porque a longo prazo é o mais interessante do ponto de vista energético, já que actualmente o sistema eléctrico é centralizado, e assim o estudo foca-se num sistema diferente daquele já existente.

Tabela 4.4 - Capacidade instalada do sector produtor em 2050 (GW), das tecnologias de produção nocturna, no cenário descentralizado.

Tecnologia	Descentralizado (GW)
Biogás (MT)	0,10
Biomassa (MT)	3,01
Geotérmica (AT, MT)	0,82
GN Co-geração (MT)	3,12
Hídrica (AT)	9,81
Eólica on-shore (AT)	7,40
Micro-eólica (BT)	8,52

Ao efectuar-se um balanço entre as produções e os consumos de energia eléctrica, é possível criar cenários de armazenamento de electricidade nas diferentes estações do ano. As tabelas 4.5 a 4.8 intercaladas com as respectivas representações gráficas, figuras 4.18 a 4.21, traduzem os cenários de armazenamento.

No Outono, o armazenamento é feito em baixa tensão, como se observa na tabela 4.5, é possível aumentar a produção em baixa tensão no período nocturno e aplicá-la no período de pico. Este aumento de produção pode ser de 2 GWh, diminuindo assim o défice de -4,7 GWh registado no balanço diário do pico de produção em BT. Ao ser criado um cenário de armazenamento de 2 GWh e sabendo que o total de produção no período nocturno em BT é de 15,7 GWh, calcula-se uma percentagem de armazenamento de 12,7%. Na figura 4.18 observa-se com maior clareza o cenário de armazenamento, mostrando a energia eléctrica armazenada e a sua aplicação.

Tabela 4.5 – Balanço diário no Outono, num cenário de armazenamento.

Outono				
GWh		Dia	Pico	Noite
Balanços diários	AT	3,7	7,3	2,6
	MT	-3,6	-1,9	-1,1
	BT	0,0	-4,7	-1,3
Produção em BT		10,4	2,6	2,7
Consumo em BT		10,4	7,3	4,0
Cenário de armazenamento				2,0
Percentagem de armazenamento em BT				13%

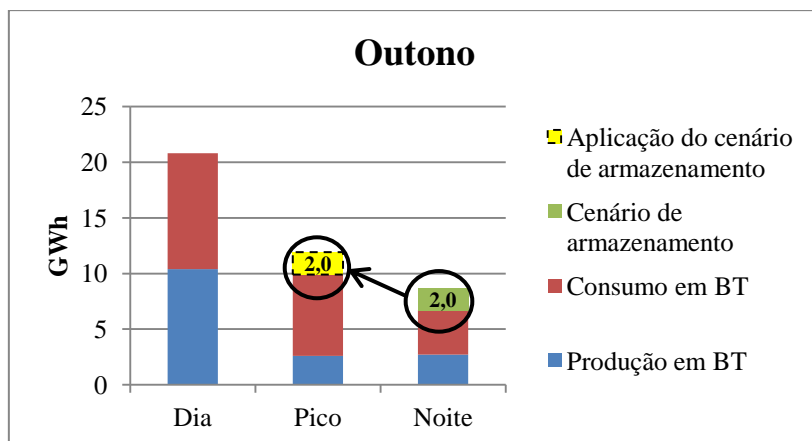


Figura 4.18 – Cenário de armazenamento no Outono, no cenário descentralizado.

Para a Primavera seguiu-se o mesmo raciocínio que para o Outono, evidenciado na tabela 4.6 e respectiva figura 4.19, em que o cenário de armazenamento é igualmente de 2 GWh armazenados em BT. Como o total de produção em BT é superior ao do Outono, sendo de 25,52 GWh e o cenário de armazenamento é o mesmo, a percentagem de armazenamento desceu, sendo de 7,8%.

Tabela 4.6 – Balanço diário na Primavera, num cenário de armazenamento.

Primavera				
GWh		Dia	Pico	Noite
Balanços diários	AT	4,1	6,8	1,6
	MT	-3,9	-3,9	-0,9
	BT	0,0	-2,5	-0,6
Produção em BT		12,4	11,1	2,1
Consumo em BT		12,4	13,5	2,7
Cenário de armazenamento				2,0
Percentagem de armazenamento em BT				8%

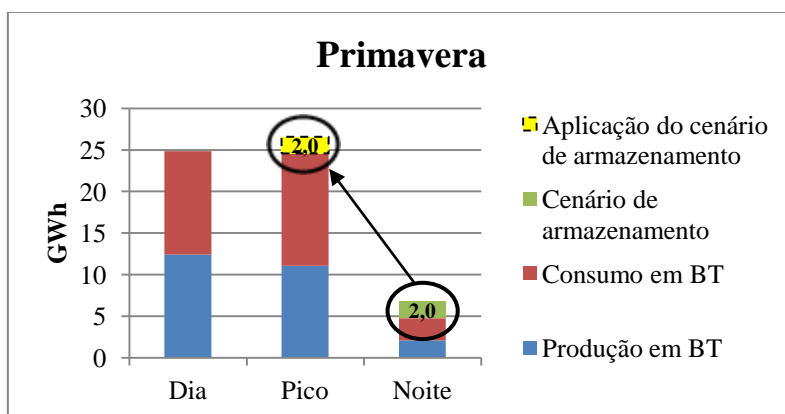


Figura 4.19 – Cenário de armazenamento na Primavera, no cenário descentralizado.

No Verão o cenário de armazenamento é em MT, pois como se pode verificar na tabela 4.7, o balanço diário em BT na região de pico é nulo, o que indica que a produção satisfaz as necessidades de consumo, não fazendo sentido um cenário de armazenamento neste nível de tensão. Assim, o cenário de armazenamento foi aplicado para MT, seguindo o mesmo raciocínio já efectuado. Foi elaborado um cenário de armazenamento de 1,5 GWh em MT, representado na figura 4.20, com uma percentagem de armazenamento de 20,4%, superior ao Outono e Primavera.

Tabela 4.7 – Balanço diário no Verão, num cenário de armazenamento.

Verão				
GWh		Dia	Pico	Noite
Balanços diários	AT	2,8	3,7	1,9
	MT	-2,7	-3,6	-1,1
	BT	0,0	0,0	-0,7
Produção em MT		2,2	1,4	3,8
Consumo em MT		4,8	4,9	4,9
Cenário de armazenamento				1,5
Percentagem de armazenamento em MT				20%

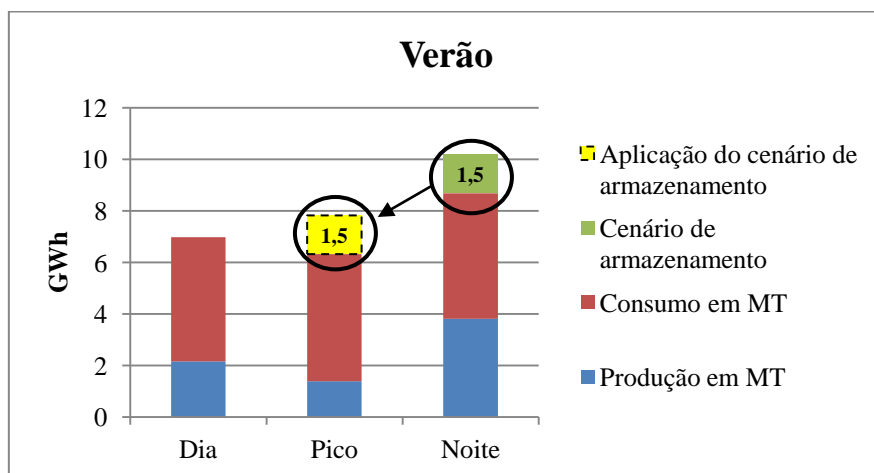


Figura 4.20 – Cenário de armazenamento no Verão, no cenário descentralizado.

O Inverno é a região do ano em que a percentagem de armazenamento é maior, tal como indica a tabela 4.8, sendo criado um cenário com uma capacidade de armazenamento superior aos outros. Foi elaborado um cenário de armazenamento de 3 GWh, representado na figura 4.21, porque as condições nocturnas no Inverno assim o permitem devido ao aumento de precipitação e a uma maior intensidade do vento.

Tabela 4.8 – Balanço diário no Inverno, num cenário de armazenamento.

Inverno				
GWh		Dia	Pico	Noite
Balanços diários	AT	5,8	10,4	3,8
	MT	-3,6	-3,0	-1,6
	BT	-1,8	-6,6	1,6
Produção em BT		7,9	2,8	2,8
Consumo em BT		9,7	9,4	4,7
Cenário de armazenamento				3,0
Percentagem de armazenamento em BT				22%

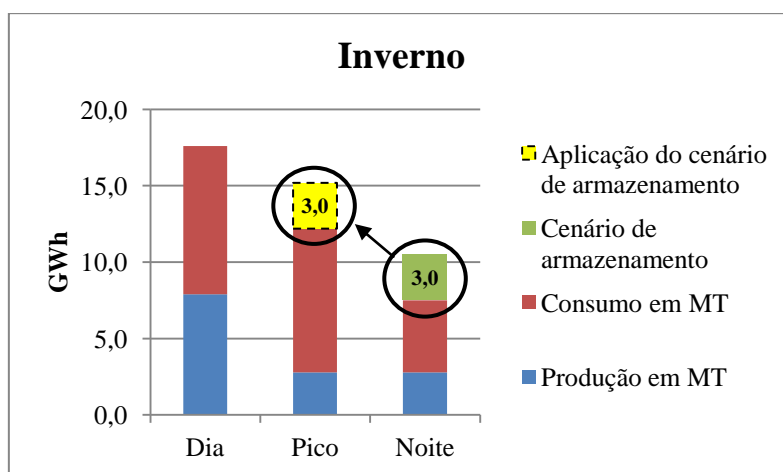


Figura 4.21 – Cenário de armazenamento no Inverno, no cenário descentralizado.

4.4. Tecnologias de armazenamento de electricidade, com potencial aplicação aos cenários estudados

As tecnologias de armazenamento de electricidade passíveis de ser utilizadas nos cenários acima referidos devem ter em consideração as características sintetizadas na tabela 2.1, em particular a sua capacidade de armazenamento. As baterias são a tecnologia mais apropriada para o tipo de armazenamento estudado, pois não têm problemas de limitação geográfica e têm eficiências bastante satisfatórias. Para ser feita a escolha das baterias e a sua quantificação, têm de se ter em conta os seguintes aspectos apresentados na tabela 4.9, sendo MPD a máxima capacidade de descarga da bateria.

Tabela 4.9 – Características das baterias importantes a considerar. [11]

	Capacidade da bateria (MWh)	MPD	Eficiência
Baterias Pb ácido	400	0,8	0,85
	250	0,8	0,85
Baterias NaS	300	0,8	0,75
Flow battery Vanadium Redox	250	1	0,65

Em primeiro lugar será necessário calcular a capacidade de cada banco de baterias, pois esta capacidade será superior à quantidade de energia eléctrica armazenada. A capacidade do banco de baterias é então calculada da seguinte forma:

$$\text{Capacidade Banco de Baterias (MWh)} = \frac{\text{Capacidade Bateria (MWh)}}{\eta \times \text{MPD}} \quad (2)$$

Em segundo lugar, escolhe-se a bateria a utilizar e calcula-se o número de bancos de baterias necessários:

$$N^{\circ} \text{ Bancos de baterias} = \frac{\text{Capacidade banco de baterias (MWh)}}{\text{Capacidade bateria (MWh)}} \quad (3)$$

Nestes cálculos assume-se que as condições de temperatura são óptimas, pois a MPD das baterias não depende apenas dos ciclos que a bateria efectua, mas também da temperatura a que se encontra. Se a temperatura sofrer alterações muito bruscas, a bateria corre o risco de ver a sua capacidade máxima de descarga violentamente alterada. Após os cálculos, as tabelas de 4.10 a 4.13 sintetizam os resultados obtidos para as quatro estações do ano, configurando cenários tecnológicos alternativos.

Tabela 4.10 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 2 GWh no Outono.

	Capacidade bateria (GWh)	Capacidade banco de baterias (GWh)	Número de bancos de baterias
Baterias Pb ácido	0,4	2,94	7
Baterias NaS	0,3	3,33	11

Tabela 4.11 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 2 GWh na Primavera.

	Capacidade bateria (GWh)	Capacidade banco de baterias (GWh)	Número de bancos de baterias
Baterias Pb ácido	0,4	2,94	7
Baterias NaS	0,3	3,33	11

Tabela 4.12 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 1,5 GWh no Verão.

	Capacidade bateria (GWh)	Capacidade banco de baterias (GWh)	Número de bancos de baterias
Baterias Pb ácido	0,25	2,21	9
Baterias NaS	0,3	2,50	8
Flow battery Vanadium redox	0,25	2,31	9

Tabela 4.13 – Características das baterias para o cenário de armazenamento de 3,5 GWh no Inverno.

	Capacidade bateria (GWh)	Capacidade banco de baterias (GWh)	Número de bancos de baterias
Baterias Pb ácido	0,4	5,15	13
Baterias NaS	0,3	5,83	19

4.5. Limitações

Um estudo a longo prazo implica considerar diversas condicionantes e limitações. Atendendo ao facto de este estudo ser feito para o ano de 2050, deve ter-se consciência de um determinado número de factores seguidamente enumerados e desenvolvidos.

Todas as fontes das limitações são baseadas em incertezas, ou seja, é presumido um avanço da tecnologia baseado na sua evolução, ao longo das últimas décadas, esperando-se que as tecnologias de armazenamento de energia eléctrica estejam em constante evolução e desenvolvimento, pelo menos até 2050.

Outra limitação existente é a incerteza da evolução do estado económico e social até 2050, bem como das políticas adoptadas. Estas limitações são de extrema importância, pois tendem a influenciar tanto o avanço tecnológico, como os meios existentes necessários para a implementação das tecnologias de armazenamento.

Para que a progressão do presente estudo decorresse dentro dos parâmetros normais, as incertezas a cima referidas não foram consideradas nos resultados obtidos, de modo a obterem-se conclusões sobre os mesmos. A opção tomada é viável, já que para a obtenção dos resultados foi utilizado o modelo TIMES_PT que, tal como foi referido, tem uma estrutura genérica que pode ser adaptada por cada utilizador para simular um sistema energético específico, à escala local, nacional ou multi-regional, em que o seu modelo de base tecnológica não acomoda decisões e raciocínios de mercado baseados no preço, mas toma opções com base no custo, quer de tecnologias quer dos recursos energéticos.

Em todo o caso, assumindo como válidas estas limitações, o objectivo foi considerar cenários que pareçam plausíveis num futuro em que o paradigma da produção descentralizada pareça fazer sentido, dadas as iniciativas internacionais e europeias que aprovam esse paradigma.

5. Conclusões

Armazenar energia eléctrica para que esta possa ser utilizada quando mais se precisa e a compra desta à rede seja mais cara, possibilita uma grande poupança e uma maior independência do consumidor em relação às empresas produtoras de electricidade. Assim, foram estudados dois cenários energéticos a longo prazo, para uma análise mais detalhada sobre a viabilidade do armazenamento em duas realidades distintas, criadas através dos cenários -50F e descentralizado.

O cenário -50F defende um crescimento económico acentuado, com um tecto de redução das emissões de gases de efeito de estufa de 50%, em que a produção de energia eléctrica é sobretudo centralizada e em alta tensão, existindo uma percentagem de perdas na transformação significativa.

No cenário descentralizado, o sistema implementado é o da descentralização e distribuição de energia, criando assim um cenário promissor às redes eléctricas inteligentes – *smart grid*. Neste, a produção de electricidade é maioritariamente em baixa tensão, não só devido à obrigatoriedade de um mínimo de produção em baixa tensão de 30%, mas também porque este cenário leva a uma maior utilização dos sistemas de microgeração, em que cada indivíduo pode não ser apenas um consumidor de electricidade, mas um produtor e consumidor em simultâneo, tendo a oportunidade de escolha entre a venda da electricidade produzida na rede ou o seu armazenamento, para uma posterior utilização nas alturas em que esta seja mais cara.

A análise dos balanços diários de produção e consumo de energia eléctrica, permitiu concluir que a melhor altura para se conseguir armazenar energia eléctrica é de noite e que a aplicação desta energia armazenada ocorra no pico de consumo, como aliás é de esperar. No período nocturno, existem tecnologias como a solar que não estão, logicamente, disponíveis. A grande aposta deverá incidir nas tecnologias eólicas (on-shore e micro-eólica) e hídricas, para um aumento de produção nocturno susceptível de armazenamento.

As percentagens de armazenamento no ano 2050, no cenário descentralizado, face à produção no pico são de 13% no Outono, 8% na Primavera, 20% no Verão e de 22% no Inverno. Os meses de maior produção e capacidade de armazenamento são os de Inverno, altura em que os recursos hídricos e eólicos são mais abundantes. Esta representatividade percentual do armazenamento é fruto da análise dos balanços diários em que as variáveis analisadas foram a electricidade disponível em cada fase de tensão e o consumo desta, igualmente por fase de tensão.

Para armazenar esta energia eléctrica é necessária tecnologia específica para esse fim. Após a análise de diversos tipos de tecnologias, tanto em fase comercial, como em fase de demonstração, conclui-se que as baterias são a melhor forma de armazenar energia num sistema descentralizado, pois suportam a energia que é possível armazenar e não estão dependentes de uma localização geográfica específica, como acontece com tecnologias como a bombagem ou a CAES, podendo os bancos de baterias ser colocados junto de cada subestação.

Ao agrupar vários bancos de baterias até perfazer a capacidade desejada, é possível criar condições de armazenamento da quantidade de energia pretendida. Assim, para o Outono e Primavera, as tecnologias mais indicadas para o armazenamento de 2 GWh de electricidade são as baterias de chumbo ácido e as baterias de sulfureto de sódio, sendo necessários 7 e 11 bancos de baterias, respectivamente. No Verão, para o armazenamento de 1,5 GWh, as baterias mais indicadas são as baterias de chumbo ácido, as baterias de sulfureto de sódio e as *flow batteries* vanadium redox, sendo necessários 9 bancos de baterias para as baterias de chumbo ácido, a mesma quantidade para as *flow batteries* vanadium redox e 8 bancos de baterias para as baterias de sulfureto de sódio. Para o Inverno são necessários 7 bancos de baterias de chumbo ácido e 11 bancos de baterias de sulfureto de sódio para armazenar 3 GWh de energia eléctrica.

Neste estudo não foi feita uma análise custo/eficácia, pois o facto de o estudo estar feito para 2050 dificulta este tipo de análise, tornando os resultados pouco verosímeis e difíceis de analisar, para além do facto de não haver informação disponível em grau de confiança razoável sobre a evolução dos custos das tecnologias de armazenamento. Também não foi efectuado um estudo relativo à quantificação de impactes nos cenários em termos de emissões de GEE e outros poluentes atmosféricos. Contudo, fica a porta aberta para que no futuro sejam estudados.

Referências bibliográficas

- [1] J.-S. W. Group, "Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), Part – I: Technology Descriptions," 2009.
- [2] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, pp. 3881-3895, 2010.
- [3] N. Miller, D. Manz, J. Roedel, P. Marken, and E. Kronbeck, "Utility scale Battery Energy Storage Systems," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-7.
- [4] A. Khaligh and L. Zhihao, "Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art," *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, vol. 59, pp. 2806-2814, 2010.
- [5] S.-i. Inage, "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids", International Energy Agency, 2009.
- [6] Y. Bo, Y. Makarov, J. Desteese, V. Viswanathan, P. Nyeng, B. McManus, and J. Pease, "On the use of energy storage technologies for regulation services in electric power systems with significant penetration of wind energy," in *Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European*, 2008, pp. 1-6.
- [7] M. Subkhan and M. Komori, "New Concept for Flywheel Energy Storage System Using SMB and PMB," *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, vol. PP, pp. 1-1, 2011.
- [8] J. M. M. Pina, "Desenho e modelização de sistemas de energia empregando materiais supercondutores de alta temperatura," Dissertação apresentada para obtenção do Grau de Doutor, Engenharia Electrotécnica, especialidade de Máquinas Eléctricas, pela Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Lisboa, 2010.
- [9] B. P. Corporation. (June 2010). *Smart Energy Matrix - 20 MW Frequency Regulation Plant*.
- [10] T. M. Masaud, L. Keun, and P. K. Sen, "An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?," in *North American Power Symposium (NAPS), 2010*, 2010, pp. 1-6.
- [11] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A Primer on Applications, Costs & Benefits - An EPRI Executive Summary," December 2010.
- [12] A. Oudalov, T. Buehler, and D. Chartouni, "Utility Scale Applications of Energy Storage," in *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, 2008, pp. 1-7.
- [13] R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, and G. Goldstein, "*Documentation for the TIMES model - PART I*. Energy Technology Systems Analysis Programme.," ed, 2005.
- [14] J. Seixas, S. Simões, and J. Cleto, "A eficiência energética na descarbonização da economia. 11ª Conferência COGEN Portugal – Eficiência Energética e Cogeração. ," ed. Porto, Portugal, 5 de Dezembro de 2007.
- [15] J. Seixas, F. Pisco, B. Alves, N. Pereira, and S. Simões., "Roadmap Portugal 2050 -Análise das novas tecnologias energéticas nacionais e cenarização do seu impacto no sistema energético nacional.," vol. D3: Análise da Competitividade das Novas Tecnologias Energéticas ed: E.VALUE - Estudos e Projectos em Ambiente e Economia S.A.; CENSE - Center for Environmental and Sustainability Research, 2010.

Anexos

Tabela A-1 – Síntese dos resultados principais para a realização da dissertação, para o cenário -50F.

	Outono			Primavera			Verão			Inverno		
PJ	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
Produção em AT	40,94	26,23	4,26	44,34	22,48	4,40	37,66	23,28	3,81	40,34	31,08	4,25
Perdas na RNT	0,67	0,43	0,07	0,72	0,37	0,07	0,61	0,38	0,06	0,66	0,51	0,07
Disponível para consumo em AT	40,27	25,80	4,19	43,62	22,11	4,33	37,05	22,90	3,75	39,68	30,57	4,18
Consumo em AT	2,82	2,29	0,21	2,92	2,10	0,21	2,91	2,13	0,21	2,82	2,30	0,22
Consumo AT horário (GWh)	0,72	0,64	0,63	0,75	0,59	0,65	0,75	0,60	0,66	0,73	0,64	0,67
Entrada para MT	37,45	23,51	3,98	40,70	20,01	4,12	34,14	20,77	3,54	36,86	28,28	3,96
Perdas de AT para MT	1,54	0,97	0,16	1,68	0,83	0,17	1,41	0,86	0,15	1,52	1,17	0,16
Disponível em MT	35,91	22,54	3,82	39,02	19,18	3,95	32,73	19,91	3,39	35,34	27,11	3,80
Produção em MT	3,61	10,48	1,05	9,13	10,77	1,08	10,35	10,65	1,09	2,52	10,66	0,71
Total disponível em MT	39,51	33,02	4,87	48,15	29,96	5,03	43,08	30,57	4,48	37,86	37,77	4,51
Consumo MT	18,35	18,17	2,33	22,02	17,09	2,39	22,35	17,23	2,23	17,71	18,04	2,02
Consumo MT horário (GWh)	4,72	5,10	7,21	5,66	4,80	7,39	5,75	4,84	6,88	4,56	5,06	6,23
Entrada na distribuição em BT	21,16	14,85	2,54	26,13	12,86	2,64	20,73	13,33	2,25	20,15	19,72	2,49
Perdas da MT para BT	1,37	0,96	0,16	1,69	0,83	0,17	1,34	0,86	0,15	1,30	1,27	0,16
Disponível para consumo em BT	19,79	13,89	2,37	24,44	12,03	2,47	19,39	12,47	2,11	18,84	18,45	2,33
Produção em BT	3,78	3,46	0,31	4,18	3,22	0,32	4,23	3,25	0,33	3,78	3,46	0,31
Total Disponível para consumo em BT	23,57	17,35	2,69	28,62	15,25	2,79	23,62	15,72	2,43	22,62	21,91	2,64
Consumo em BT	23,57	17,35	2,69	28,62	15,25	2,79	23,62	15,72	2,43	22,62	21,91	2,64
Consumo BT horário (GWh)	6,06	4,87	8,30	7,36	4,28	8,60	6,07	4,41	7,50	5,82	6,15	8,16
Saldo (PJ)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consumo Sink CO2	0,18	0,17	0,02	0,20	0,16	0,02	0,21	0,16	0,02	0,18	0,17	0,02
Saldo (PJ) após retirar sink	-0,18	-0,17	-0,02	-0,20	-0,16	-0,02	-0,21	-0,16	-0,02	-0,18	-0,17	-0,02
Saldo (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Total Produção	48,32	40,17	5,63	57,65	36,47	5,80	52,24	37,18	5,23	46,64	45,20	5,27
Total de Perdas	3,58	2,36	0,40	4,09	2,02	0,41	3,36	2,10	0,35	3,48	2,95	0,39
Total Consumo	44,74	37,81	5,23	53,56	34,44	5,39	48,88	35,09	4,87	43,16	42,25	4,88
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A-2 – Síntese dos resultados principais para a realização da dissertação, para o cenário descentralizado.

	Outono			Primavera			Verão			Inverno		
PJ	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
Produção em AT	26,71	19,95	3,35	29,54	15,69	3,26	24,16	16,70	2,25	35,08	24,56	4,42
Perdas na RNT	0,44	0,33	0,05	0,48	0,26	0,05	0,39	0,27	0,04	0,57	0,40	0,07
Disponível para consumo em AT	26,27	19,62	3,29	29,06	15,44	3,21	23,76	16,43	2,21	34,51	24,16	4,35
Consumo em AT	11,80	10,33	0,94	13,08	9,58	1,00	12,98	9,71	1,01	11,80	10,48	0,97
Consumo AT horário (GWh)	3,04	2,90	2,89	3,36	2,69	3,08	3,34	2,72	3,11	3,03	2,94	2,99
Entrada para MT	14,47	9,29	2,35	15,98	5,86	2,21	10,78	6,72	1,20	22,71	13,68	3,38
Perdas de AT para MT	0,60	0,38	0,10	0,66	0,24	0,09	0,44	0,28	0,05	0,94	0,56	0,14
Disponível em MT	13,88	8,90	2,26	15,32	5,62	2,12	10,34	6,45	1,15	21,78	13,12	3,24
Produção em MT	1,92	14,53	1,40	2,07	14,12	0,39	8,40	13,57	0,45	1,39	10,76	0,52
Total disponível em MT	15,79	23,43	3,65	17,39	19,74	2,51	18,74	20,01	1,60	23,17	23,88	3,76
Consumo MT	15,79	18,40	2,02	17,39	17,41	1,66	18,74	17,35	1,60	15,55	16,62	1,49
Consumo MT horário (GWh)	4,06	5,16	6,24	4,47	4,88	5,12	4,82	4,87	4,94	4,00	4,66	4,60
Entrada na	0,00	5,04	1,63	0,00	2,33	0,85	0,00	2,67	0,00	7,61	7,26	2,28

distribuição em BT												
Perdas da MT para BT	0,00	0,33	0,11	0,00	0,15	0,06	0,00	0,17	0,00	0,49	0,47	0,15
Disponível para consumo em BT	0,00	4,71	1,53	0,00	2,18	0,80	0,00	2,50	0,00	7,12	6,79	2,13
Produção em BT	40,36	9,66	0,85	48,24	7,34	3,58	57,35	8,31	4,14	30,70	10,06	0,91
Total												
Disponível para consumo em BT	40,36	14,37	2,38	48,24	9,52	4,38	57,35	10,81	4,14	37,82	16,86	3,04
Consumo em BT	40,36	14,37	2,38	48,24	9,52	4,38	57,35	10,81	4,14	37,82	16,86	3,04
Consumo BT horário (GWh)	10,38	4,03	7,34	12,41	2,67	13,51	14,75	3,03	12,79	9,73	4,73	9,37
Saldo (PJ)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consumo Sink CO2	0,14	0,13	0,01	0,15	0,12	0,01	0,15	0,12	0,01	0,14	0,13	0,01
Saldo (PJ) após retirar sink	-0,14	-0,13	-0,01	-0,15	-0,12	-0,01	-0,15	-0,12	-0,01	-0,14	-0,13	-0,01
Saldo (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Produção	68,99	44,14	5,59	79,85	37,16	7,23	89,91	38,59	6,84	67,17	45,39	5,85
Total de Perdas	1,03	1,03	0,26	1,14	0,65	0,20	0,84	0,72	0,09	2,00	1,43	0,36
Total Consumo	67,96	43,10	5,34	78,71	36,51	7,03	89,07	37,86	6,75	65,17	43,95	5,50
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00